

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS

## PROYECTO FIN DE CARRERA

DEPARTAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

---

# MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA CONEXIÓN A RED DE UN PARQUE EÓLICO

---

**TITULACIÓN: INGENIERO TÉCNICO DE MINAS**

Autorizo la presentación del proyecto  
” *Modelización y simulación de la conexión a red de un parque eólico* ”

Realizado por  
**María C. Ruiz Checa**

Dirigido por  
**Eduardo Conde Lázaro**

Firmado: **Prof. Eduardo Conde Lázaro**  
Fecha: 25 de junio de 2012

# Índice general

<b>Autorización Profesor</b>	<b>II</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>V</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>VII</b>
<b>Resumen</b>	<b>IX</b>
<b>Abstract</b>	<b>IX</b>
<b>Documento 1: Memoria</b>	
<b>1. Objetivos y alcance</b>	<b>2</b>
<b>2. Notaciones y símbolos</b>	<b>3</b>
2.1. Antecedentes . . . . .	3
2.2. Cálculo de la línea de conexión al parque eólico . . . . .	4
<b>3. Antecedentes</b>	<b>5</b>
3.1. Flujos de carga . . . . .	6
3.1.1. Variables . . . . .	6
3.1.2. Ecuaciones de flujos de carga . . . . .	6
3.2. Sistema por unidad . . . . .	8
3.3. Herramientas . . . . .	9
3.3.1. PSS/E ( <i>Power System Simulator for Engineering</i> ) . . . . .	9
3.3.2. Otras . . . . .	10
<b>4. Caso de estudio</b>	<b>11</b>
4.1. Red eléctrica inicial . . . . .	11
4.2. Red eléctrica con parque eólico . . . . .	13
4.2.1. Datos del parque eólico . . . . .	14
<b>5. Cálculo de la línea de conexión al parque eólico</b>	<b>18</b>
5.1. Elección del conductor . . . . .	18
5.2. Cálculo de sobrecargas . . . . .	19
5.2.1. Sobrecarga por viento . . . . .	19
5.2.2. Sobrecarga por hielo . . . . .	19
5.2.3. Sobrecarga por peso propio y viento . . . . .	19
5.2.4. Sobrecarga por peso propio y hielo . . . . .	19
5.3. Hipótesis tracción estática máxima . . . . .	20
5.4. Hipótesis tracciones dinámicas . . . . .	20
5.5. Flecha máxima . . . . .	21
5.6. Cadenas de aisladores . . . . .	21
5.7. Distancias de seguridad . . . . .	22
5.8. Dimensiones de la torre . . . . .	22
5.9. Tabla de tendido . . . . .	22
5.10. Comprobación de la caída de tensión en la línea . . . . .	23

5.11. Esquema en $\pi$ de la línea . . . . .	24
<b>6. Estimación de la demanda</b>	<b>25</b>
6.1. Residencial . . . . .	25
6.1.1. Viviendas . . . . .	25
6.1.2. Comercios . . . . .	39
6.1.3. Hotel . . . . .	46
6.2. Industrial . . . . .	52
<b>7. Simulación y análisis</b>	<b>58</b>
7.1. Potencias . . . . .	59
7.1.1. Sin eólica . . . . .	59
7.1.2. Con eólica máxima . . . . .	62
7.1.3. Con eólica media . . . . .	65
7.1.4. Rampas máximas de eólica . . . . .	68
7.1.5. Generación con distinta tensión de referencia . . . . .	75
7.2. Tensiones . . . . .	77
7.2.1. Variación de la tensión . . . . .	77
7.2.2. Variación máxima de la tensión . . . . .	80
7.2.3. Peores tensiones . . . . .	83
7.3. Sobrecargas . . . . .	84
7.4. Casos destacables . . . . .	87
7.4.1. Máxima generación eólica frente máxima demanda . . . . .	88
7.4.2. Máxima generación eólica frente mínima demanda . . . . .	88
7.5. Cálculo de la penetración eólica . . . . .	89
<b>8. Conclusiones</b>	<b>90</b>
<b>9. Referencias y bibliografía</b>	<b>91</b>
<b>Documento 2: Estudio económico</b>	
1. Software	94
2. Recursos humanos	94
3. Síntesis	95
<b>Documento 3: Anexos</b>	
A. Aerogenerador E44	97
B. Cálculo de línea	102
C. Códigos de programación	107
C.1. Código Python para simulación en PSS/E . . . . .	107
C.2. Tratamiento de datos en Excel . . . . .	108
C.2.1. Código Excel VBA para copiar potencias . . . . .	108
C.2.2. Código Excel VBA para copiar tensiones . . . . .	109
C.2.3. Código Excel VBA para copiar tensiones . . . . .	110

# Índice de tablas

3.1. Tipos de nudos . . . . .	8
4.1. Rangos de potencia de las centrales . . . . .	12
4.2. Rangos de potencia de las centrales . . . . .	12
4.3. Características de la línea bus 6 a bus 7 . . . . .	12
4.4. Características de los transformadores . . . . .	12
4.5. Tensiones nominales en los buses . . . . .	13
4.6. Bases para el cálculo en pu . . . . .	13
4.7. Estaciones del año . . . . .	14
4.8. Invierno. Frecuencia de potencias . . . . .	15
4.9. Verano. Frecuencia de potencias . . . . .	16
4.10. Entretiempo. Frecuencia de potencias . . . . .	17
5.1. Peor flecha . . . . .	21
5.2. Cadena de aisladores . . . . .	22
5.3. Tabla de tendido . . . . .	23
6.1. Aproximación potencia reactiva residencial . . . . .	25
6.2. Número de viviendas por fase . . . . .	25
6.3. Viviendas. Estimación individual de la potencia activa en invierno . . . . .	26
6.4. Viviendas. Estimación individual de la potencia reactiva en invierno . . . . .	27
6.5. Viviendas. Estimación total de la potencia en invierno . . . . .	28
6.6. Viviendas. Estimación individual de la potencia activa en verano . . . . .	30
6.7. Viviendas. Estimación individual de la potencia reactiva en verano . . . . .	31
6.8. Viviendas. Estimación total de la potencia en verano . . . . .	33
6.9. Viviendas. Estimación individual de la potencia activa en entretiempo . . . . .	35
6.10. Viviendas. Estimación individual de la potencia reactiva en entretiempo . . . . .	36
6.11. Viviendas. Estimación total de la potencia en entretiempo . . . . .	38
6.12. Comercios. Estimación individual de la potencia activa en invierno y entretiempo . . . . .	40
6.13. Comercios. Estimación individual de la potencia reactiva en invierno y entretiempo . . . . .	41
6.14. Comercios. Estimación total de la potencia en invierno y entretiempo . . . . .	42
6.15. Comercios. Estimación individual de la potencia activa en verano . . . . .	43
6.16. Comercios. Estimación individual de la potencia reactiva en verano . . . . .	44
6.17. Comercios. Estimación total de la potencia en verano . . . . .	45
6.18. Hotel. Estimación general de la potencia activa en invierno y entretiempo . . . . .	46
6.19. Hotel. Estimación individual de la potencia reactiva en invierno y entretiempo . . . . .	47
6.20. Hotel. Estimación total de la potencia en invierno y entretiempo . . . . .	48
6.21. Hotel. Estimación general de la potencia activa en verano . . . . .	49
6.22. Hotel. Estimación individual de la potencia reactiva en verano . . . . .	50
6.23. Hotel. Estimación total de la potencia en verano . . . . .	51
6.24. Industria. Estimación dada de la potencia activa en invierno y entretiempo . . . . .	52
6.25. Industria. Estimación total de la potencia en invierno y entretiempo . . . . .	53
6.26. Industria. Estimación dada de la potencia activa en verano . . . . .	55
6.27. Industria. Estimación total de la potencia en verano . . . . .	56
7.1. Producción media del parque eólico por estaciones . . . . .	65

7.2. Variaciones máximas de generación eólica . . . . .	68
7.3. Resumen de las rampas de las centrales térmicas . . . . .	75
7.4. Potencia reactiva generada por el parque eólico . . . . .	76
7.5. Variaciones máximas de tensión sin eólica . . . . .	80
7.6. Variaciones máximas de tensión con eólica máxima . . . . .	81
7.7. Variaciones máximas de tensión con eólica media . . . . .	82
7.8. Tensión mínima para nudos de consumo . . . . .	83
7.9. Sobretenión en líneas sin eólica . . . . .	83
7.10. Sobretenión en líneas con eólica media . . . . .	84
7.11. Sobretenión en líneas con eólica máxima . . . . .	84

# Índice de figuras

3.1. Pantalla al inicio de un caso PSS/E . . . . .	9
3.2. Posibilidades en la resolución de flujos de carga en PSS/E . . . . .	10
4.1. Red eléctrica inicial . . . . .	11
4.2. Red eléctrica final con parque eólico . . . . .	13
4.3. Invierno. Histograma de potencias . . . . .	15
4.4. Verano. Histograma de potencias . . . . .	16
4.5. Entretiempo. Histograma de potencias . . . . .	17
5.1. $W_{pv}$ . . . . .	19
5.2. Esquema en $\pi$ de línea 5-9 . . . . .	24
6.1. Viviendas. Potencia individual activa en invierno . . . . .	27
6.2. Viviendas. Potencia individual reactiva en invierno . . . . .	28
6.3. Viviendas. Potencia total activa en invierno . . . . .	29
6.4. Viviendas. Potencia total reactiva en invierno . . . . .	29
6.5. Viviendas. Potencia individual activa en verano . . . . .	32
6.6. Viviendas. Potencia individual reactiva en verano . . . . .	32
6.7. Viviendas. Potencia total activa en verano . . . . .	33
6.8. Viviendas. Potencia total reactiva en verano . . . . .	34
6.9. Viviendas. Potencia individual activa en entretiempo . . . . .	37
6.10. Viviendas. Potencia individual reactiva en entretiempo . . . . .	37
6.11. Viviendas. Potencia total activa en entretiempo . . . . .	38
6.12. Viviendas. Potencia total reactiva en entretiempo . . . . .	39
6.13. Comercios. Potencia total en invierno y entretiempo . . . . .	42
6.14. Comercios. Potencia total en verano . . . . .	45
6.15. Hotel. Potencia total en invierno y entretiempo . . . . .	48
6.16. Hotel. Potencia total en verano . . . . .	51
6.17. Industria. Potencia activa en invierno y entretiempo . . . . .	54
6.18. Industria. Potencia reactiva en invierno y entretiempo . . . . .	54
6.19. Industria. Potencia activa en verano . . . . .	57
6.20. Industria. Potencia reactiva en verano . . . . .	57
7.1. Red eléctrica para la simulación . . . . .	59
7.2. Invierno. Potencia activa centrales sin eólica . . . . .	59
7.3. Invierno. Potencia reactiva centrales sin eólica . . . . .	60
7.4. Verano. Potencia activa centrales sin eólica . . . . .	60
7.5. Verano. Potencia reactiva centrales sin eólica . . . . .	61
7.6. Entretiempo. Potencia activa centrales sin eólica . . . . .	61
7.7. Entretiempo. Potencia reactiva centrales sin eólica . . . . .	61
7.8. Invierno. Potencia activa centrales con eólica máxima . . . . .	62
7.9. Invierno. Potencia reactiva centrales con eólica máxima . . . . .	62
7.10. Verano. Potencia activa centrales con eólica máxima . . . . .	63
7.11. Verano. Potencia reactiva centrales con eólica máxima . . . . .	63
7.12. Entretiempo. Potencia activa centrales con eólica máxima . . . . .	64

7.13. Entretiempo. Potencia reactiva centrales con eólica máxima . . . . .	64
7.14. Invierno. Potencia activa centrales con eólica media . . . . .	66
7.15. Invierno. Potencia reactiva centrales con eólica media . . . . .	66
7.16. Verano. Potencia activa centrales con eólica media . . . . .	66
7.17. Verano. Potencia reactiva centrales con eólica media . . . . .	67
7.18. Entretiempo. Potencia activa centrales con eólica media . . . . .	67
7.19. Entretiempo. Potencia reactiva centrales con eólica media . . . . .	67
7.20. Invierno. Variación máxima positiva de P . . . . .	69
7.21. Invierno. Variación máxima positiva de Q . . . . .	69
7.22. Invierno. Variación máxima negativa de P . . . . .	70
7.23. Invierno. Variación máxima negativa de Q . . . . .	70
7.24. Verano. Variación máxima positiva de P . . . . .	71
7.25. Verano. Variación máxima positiva de $Q^*$ . . . . .	71
7.26. Verano. Variación máxima negativa de P . . . . .	72
7.27. Verano. Variación máxima negativa de Q . . . . .	72
7.28. Entretiempo. Variación máxima positiva de P . . . . .	73
7.29. Entretiempo. Variación máxima positiva de Q . . . . .	73
7.30. Entretiempo. Variación máxima negativa de P . . . . .	74
7.31. Entretiempo. Variación máxima negativa de Q . . . . .	74
7.32. Invierno. Nueva potencia activa centrales con eólica máxima . . . . .	75
7.33. Invierno. Nueva potencia reactiva centrales con eólica máxima . . . . .	76
7.34. Invierno, bus 5 - industrial. Variación P-U para eólica máxima . . . . .	77
7.35. Invierno, bus 8 - residencial. Variación P-U para eólica máxima . . . . .	77
7.36. Invierno, bus 5 - industrial. Variación P-U para eólica máxima . . . . .	78
7.37. Verano, bus 8 - residencial. Variación P-U para eólica máxima . . . . .	78
7.38. Entretiempo, bus 5 - industrial. Variación P-U para eólica máxima . . . . .	79
7.39. Entretiempo, bus 8 - residencial. Variación P-U para eólica máxima . . . . .	79
7.40. Entretiempo. Carga en el transformador Bus 4 a Bus 5 . . . . .	85
7.41. Invierno. Carga en el transformador Bus 4 a Bus 5 . . . . .	85
7.42. Verano. Carga en el transformador Bus 4 a Bus 5 . . . . .	85
7.43. Red sin eólica, verano hora 13 . . . . .	86
7.44. Red con eólica media, verano hora 13 . . . . .	86
7.45. Red con eólica máxima, verano hora 13 . . . . .	87
7.46. Código de colores para diagramas de tensión . . . . .	87
7.47. Máxima generación eólica-máxima demanda, diagrama de tensiones PSS/E . . . . .	88
7.48. Máxima generación eólica-mínima demanda, diagrama de tensiones PSS/E . . . . .	89
B.1. LAT07, tabla 14 . . . . .	102
B.2. LAT07, tabla 1 . . . . .	103
B.3. LAT07, tabla 15 . . . . .	103
B.4. LAT07, tabla 16 . . . . .	103
B.5. Características de los conductores (I) . . . . .	104
B.6. Características de los conductores (II) . . . . .	104
B.7. Características del plato U40 . . . . .	105
B.8. Características de la anilla bola . . . . .	105
B.9. Características de la grapa de suspensión GS . . . . .	105
B.10. Características del grillete recto . . . . .	106
B.11. Características de la rótula corta . . . . .	106



# Resumen

Se tiene una red eléctrica compuesta por tres centrales térmicas convencionales y dos núcleos de consumo diferenciados, uno industrial y otro residencial, a la que se le va a conectar un parque eólico. El objetivo es dimensionar la línea de conexión y conocer el comportamiento de la red ante este cambio.

Se han calculado las características de la línea eléctrica de conexión para satisfacer la potencia instalada del parque. También se ha estimado la demanda horaria de electricidad en las zonas residencial e industrial y se han tomado los valores horarios significativos de la potencia generada por el parque eólico, ambos, para las distintas estaciones del año.

Como programa para la simulación de la red eléctrica se utilizó el PSS/E (Power System Simulator for Engineering) en el que, ayudándose del lenguaje de programación Python, se creó un código que cambiaba los datos horarios del consumo y la generación del parque, resolvía el flujo de cargas y exportaba los resultados que mostraban el comportamiento de la red para las distintas casuísticas. Finalmente, se analizaron los resultados de las potencias activa y reactiva generadas por las centrales convencionales, la tensión en los buses y las posibles sobrecargas.

# Abstract

A wind farm is going to be connected to an electrical network consist of three conventional generators and two different zones of power consumption, industrial and residential. The aim is to dimension the power line connection and know of the electrical network performance.

Characteristics of the power line connection have been calculated to meet the installed capacity of the wind farm. As well, hourly electricity demand in residential and industrial areas has been estimated, and significant hourly values of the power generated by the wind farm have been chosen, both, for different seasons.

The program to simulate the electrical network was PSS/E (Power System Simulator for Engineering). A code did with Python programming language was generated in order to change the hourly data of consumption and generation of the wind farm, solve the load-flow and export the results, which showed the network performance for different possibilities. Finally, active and reactive power generated by conventional plants, voltage on the buses and possible overloads were analyzed.

# MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA CONEXIÓN A RED DE UN PARQUE EÓLICO

## DOCUMENTO 1: MEMORIA

# Capítulo 1

## Objetivos y alcance

En el presente proyecto se dispone de una red eléctrica compuesta por tres centrales térmicas convencionales y dos zonas diferenciadas de consumo, una industrial y otra residencial, a la que se le quiere conectar un parque eólico en el bus de consumo industrial.

En la actualidad el estudio de la conexión de parques eólicos a la red eléctrica es un tema de relevancia. Hay dos problemas principales derivados, por un lado, la desconexión de los parques a causa de los huecos de tensión por perturbaciones en la red que producen sobreintensidad en las líneas, y por otro, la incertidumbre en la previsión de generación eólica. El primer problema no es objeto de estudio en el proyecto, mientras que el segundo sí afecta al estudio del comportamiento de la red que se analiza.

Para la correcta operación de un sistema eléctrico también es necesario conocer si la capacidad de evacuación y suministro de la red en cuestión es suficiente para permitir la conexión de nuevos generadores o consumidores. Dado el gran abanico de posibilidades de estudio, en el presente proyecto se ha determinado realizar el cálculo de la línea de conexión entre el parque eólico y el bus industrial, y el análisis del comportamiento de la red ante este cambio mediante un estudio estático sirviéndose del flujo de cargas.

Para el análisis de la red se modifican los valores horarios del consumo residencial e industrial por un lado, y los datos horarios más representativos de la generación del parque eólico por otro. Como valores significativos para la generación eólica se han tomado los máximos, los mínimos y las variaciones máximas de energía producida entre horas. Todos los datos se han segregado por estaciones de forma que se pudieran apreciar y estudiar las variaciones anuales.

El análisis de los flujos de carga se ha realizado ayudándose del programa PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*) utilizando el método de resolución Newton-Raphson. Una vez obtenidos los resultados para las distintas combinaciones de datos tomadas, se ha estudiado la evolución a lo largo del tiempo de la generación convencional, la tensión en los buses y las posibles sobrecargas, prestando especial atención a si, en algún momento, la red no podía evacuar o generar lo que era necesario.

## Capítulo 2

# Notaciones y símbolos

En este capítulo se describen los símbolos para las ecuaciones por apartados según el orden de aparición, algunas de las notaciones se continúan usando a lo largo del documento. En el presente proyecto todos los valores podrán ser también expresados en el *sistema por unidad* para facilitar el análisis de los datos, tal y como se explica en el apartado 3.2.

### 2.1. Antecedentes

$U_{i \min}$ : tensión mínima admisible del nudo  $i$  en voltios.  
 $U_i$ : tensión del nudo  $i$  en voltios.  
 $U_{i \max}$ : tensión máxima admisible del nudo  $i$  en voltios.  
 $I$ : intensidad de la línea en amperios.  
 $I_{\max}$ : intensidad máxima admisible en la línea en amperios.  
 $P_{i \min}$ : potencia activa mínima posible del nudo  $i$  en vatios.  
 $P_i$ : potencia activa del nudo  $i$  en vatios.  
 $P_{i \max}$ : potencia activa máxima posible del nudo  $i$  en vatios.  
 $Q_{i \min}$ : potencia reactiva mínima posible del nudo  $i$  en voltiamperios reactivos.  
 $Q_i$ : potencia reactiva del nudo  $i$  en voltiamperios reactivos.  
 $Q_{i \max}$ : potencia reactiva máxima posible del nudo  $i$  en voltiamperios reactivos.  
 $\delta_i$ : ángulo de fase del nudo  $i$ , adimensional.  
 $S_i^*$ : potencia conjugada en el nudo  $i$ , voltiamperios.  
 $U_i^*$ : tensión conjugada en el nudo  $i$ , voltios.  
 $Y_{ii}$ : admitancia propia (suma de admitancias conectadas al nudo  $i$ ) en siemens.  
 $Y_{in}$ : admitancia mutua (negativo de la admitancia total conectada entre el nudo  $i$  y el  $n$ ) en siemens.  
 $\gamma_{ik}$ : argumento de la admitancia  $Y_{ik}$ , adimensional.  
 $P_{Gi}$ : potencia activa generada en el nudo  $i$ , en vatios.  
 $P_{Di}$ : potencia activa demandada en el nudo  $i$ , en vatios.  
 $Q_{Gi}$ : potencia reactiva generada en el nudo  $i$ , en voltiamperios reactivos.  
 $Q_{Di}$ : potencia reactiva demandada en el nudo  $i$ , en voltiamperios reactivos.  
 $U_B$ : tensión base para el cálculo en pu, en voltios.  
 $Z_B$ : impedancia base para el cálculo en pu, en ohmios.  
 $I_B$ : corriente base para el cálculo en pu, en amperios.  
 $S_B$ : potencia aparente base para el cálculo en pu, en voltiamperios.  
 $\bar{U}$ : tensión real compleja para el cálculo en pu, en voltios.  
 $\bar{Z}$ : impedancia real compleja para el cálculo en pu, en ohmios.  
 $\bar{I}$ : corriente real compleja para el cálculo en pu, en amperios.  
 $\bar{S}$ : potencia aparente real compleja para el cálculo en pu, en voltiamperios.  
 $U_{pu}$ : tensión calculada en pu.  
 $Z_{pu}$ : impedancia calculada en pu.  
 $I_{pu}$ : corriente calculada en pu.  
 $S_{pu}$ : potencia aparente calculada en pu.

## 2.2. Cálculo de la línea de conexión al parque eólico

- $U_N$ : tensión nominal de la línea en voltios.  
 $S_N$ : potencia nominal en voliamperios.  
 $\cos\varphi$ : factor de potencia, adimensional.  
 $L$ : longitud del vano en metros.  
 $I_N$ : corriente nominal de la línea en amperios.  
 $S$ : superficie del conductor en milímetros cuadrados.  
 $d$ : diámetro del conductor en milímetros.  
 $\delta$ : coeficiente de dilatación del conductor en grados Celsius a la menos uno.  
 $T_r$ : tensión de rotura del conductor en kilogramos.  
 $E$ : módulo de Young del conductor en kilogramos entre milímetros cuadrados.  
 $P_p$ : peso propio del conductor en kilogramos por cada metro.  
 $P_v$ : sobrecarga del conductor debida al viento en kilogramos por cada metro.  
 $V_v$ : viento de referencia en kilómetros por hora.  
 $P_h$ : sobrecarga del conductor debida al hielo en kilogramos por cada metro.  
 $W_{pv}$ : sobrecarga compuesta debida al peso propio y al viento en kilogramos.  
 $W_{ph}$ : sobrecarga compuesta debida al peso propio y al hielo en kilogramos.  
 $W_1$ : sobrecarga en las condiciones iniciales en kilogramos.  
 $T_a$ : tensión de admisible en kilogramos.  
 $H_1$ : tensión en el punto medio y los puntos de amarre en condiciones iniciales en kilogramos.  
 $T_1$ : temperatura de las condiciones iniciales en grados Celsius.  
 $F$ : flecha de la catenaria en metros.  
 $W_2$ : sobrecarga en las condiciones diferentes a las iniciales en kilogramos.  
 $H_2$ : tensión en el punto medio y los puntos de amarre en condiciones diferentes a las iniciales en kilogramos.  
 $T_2$ : temperatura en condiciones iniciales diferentes a las iniciales en grados Celsius.  
 $F_{m\acute{a}x}$ : flecha máxima calculada en metros.  
 $U_m$ : tensión máxima de la línea en kilovoltios.  
 $L_{f\ min}$ : línea de fuga nominal mínima en milímetros por kilovoltio.  
 $L_{f\ te\acute{o}rica\ min}$ : línea de fuga mínima en milímetros.  
 $L_f$ : línea de fuga de la cadena de aisladores en milímetros.  
 $T_{rem}$ : tensión de rotura electromecánica en kilonewtons.  
 $\lambda$ : longitud de la cadena de aisladores en metros.  
 $K$ : coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, adimensional.  
 $K'$ : coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea, adimensional.  
 $\alpha$ : ángulo de oscilación, en grados.  
 $D_{el}$ : distancia en el aislamiento en el aire mínima especificada entre conductores y objetos en metros.  
 $D_{pp}$ : distancia en el aislamiento en el aire mínima especificada para sobretensiones en metros.  
 $D_{ct}$ : distancia entre conductor y terreno en metros.  
 $D_{cc}$ : distancia entre conductores en metros.  
 $D_{ca}$ : distancia entre conductor y partes puestas a tierra en metros.  
 $h_{engrape}$ : altura de engrape del conductor con la cadena de aisladores en metros.  
 $h_{cruceta}$ : altura de la cruceta de la torre en metros.  
 $L_K$ : inductancia en henrios por metro.  
 $\mu_0$ : permeabilidad magnética del vacío en henrios por metro.  
 $R$ : radio del conductor en metros.  
 $D$ : separación entre fases en metros.  
 $C_K$ : capacidad en faradios por metro.  
 $\varepsilon_0$ : permitividad del vacío en faradios por metro.  
 $R_k$ : resistencia en ohmios por metro.  
 $X_L$ : reactancia en ohmios por metro.  
 $\Delta U$ : variación de la tensión en la línea en porcentaje.  
 $l_l$ : longitud de la línea en metros.  
 $Z_S$ : impedancia en serie de la línea del modelo en  $\pi$ , en ohmios.  
 $Y_P$ : admitancia en paralelo de la línea del modelo en  $\pi$ , en siemens.

## Capítulo 3

# Antecedentes

Un sistema eléctrico se compone de consumidores, plantas de generación y líneas de transmisión y distribución que los conectan. Este sistema varía continuamente su demanda por lo que es necesario mantener el equilibrio entre la producción de electricidad y su consumo. A esto último ayuda un operador del sistema que regula todo el sistema eléctrico para mantener la fiabilidad del sistema, el voltaje y la frecuencia. La fiabilidad del sistema eléctrico depende de su seguridad, entendida como la capacidad del sistema para resistir a posibles perturbaciones sin interrumpir el suministro, y de su adecuación, es decir, la capacidad de generación y de transmisión del sistema sometido a una variación de cargas.

Los límites para el transporte de electricidad se consiguen previendo las posibles situaciones de generación-consumo y utilizando un software de análisis de sistemas eléctricos, donde se introducen los datos de líneas, subestaciones, plantas, cargas y sus conexiones, se varían los niveles de producción de energía eléctrica y de consumo, y se procede a su simulación.

Tal y como se ha comentado, un parque eólico afecta a la regulación del sistema eléctrico debido a la variación de la energía generada, dado que depende del viento que varía en todas las escalas de tiempo. La conexión a la red eléctrica de un parque eólico entonces dependerá principalmente de tres aspectos: la configuración del sistema eléctrico, potencia eólica instalada y variación de la energía eólica producida. Relacionándolo con la adecuación del sistema, supone un estudio estático de las condiciones del sistema para saber si hay suficiente energía para satisfacer la demanda y si las líneas de transporte y distribución lo podrían soportar. Este estudio se puede hacer mediante un sencillo modelo generación-demanda o mediante un estudio más elaborado que incluya generación, demanda, transporte y distribución. Como se ha comentado en el objetivo del proyecto, los estudios relativos a la conexión de un parque eólico a una red eléctrica son muy extensos, por lo que en este proyecto se ha limitado el estudio a una parte de las simulaciones estáticas.

Por otro lado, me gustaría destacar que este proyecto final de carrera se ha realizado amparándose en el proyecto de cooperación internacional A/030528/10, “Integración Eólica en la Patagonia Austral”, financiado por la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AE-CID), en colaboración con la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Magallanes- Chile y Universidad de la Patagonia Austral (UNPA)-Argentina. En el capítulo 4, donde se describe el caso de estudio, se concretan detalles sobre este aspecto.

Para resumir de nuevo el fin del proyecto, lo que se pretende obtener es información sobre el comportamiento estático de la red al conectar el parque eólico ayudándose de los flujos de carga, para ello se trabaja con datos de potencia generada por el parque (Capítulo 4, apartado 4.2.1) y potencia demandada tanto por la zona industrial como la residencial (Capítulo 6).

A continuación se introducen los flujos de carga y las herramientas utilizadas para llevarlo a cabo.

### 3.1. Flujos de carga

En el estudio del flujo de carga, también llamado flujo de potencia, se especifican las condiciones de los nudos y se proporcionan datos de entrada para obtener los voltajes, intensidades y potencias activas y reactivas en los puntos de la red eléctrica. Esto permite el análisis del comportamiento de la red ante una nueva condición, en este caso la conexión del parque eólico.

#### 3.1.1. Variables

Para que la red funcione de manera adecuada los valores de la tensión debe estar alrededor del valor nominal. Si fuera demasiado elevada dañaría los aislamientos y aumentaría las pérdidas en el hierro de las máquinas, mientras que si fuera demasiado baja se podrían dar sobreintensidades y aumento de las pérdidas en el cobre. En general para conseguir controlar la tensión en un nudo se regula la potencia reactiva.

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} \quad (3.1)$$

La capacidad máxima de transporte de las líneas eléctricas viene fijada, principalmente, por la máxima intensidad de corriente que puede circular por sus conductores.

$$I \leq I_{\max} \quad (3.2)$$

Por último los generadores de las centrales tienen restricciones técnicas en su funcionamiento que afectan a la potencia activa y a la potencia reactiva que pueden dar. En el caso de la potencia activa su máximo se ve limitado por la potencia mecánica máxima disponible mientras que su mínimo está definido por el rendimiento de la central (*mínimo técnico*). Para la potencia reactiva su mínimo viene limitado por la estabilidad del generador (*límite de subexcitación*) mientras que su máximo se ve afectado por la excitación máxima definida por el límite térmico del rotor.

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad (3.3)$$

$$Q_{i \min} \leq Q_i \leq Q_{i \max} \quad (3.4)$$

#### 3.1.2. Ecuaciones de flujos de carga

Las ecuaciones de flujos de potencia (*EFP*) se obtienen a partir de la ecuación de la red 3.5 donde las líneas de transmisión se representan por su equivalente monofásico en  $\pi$ .

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}] \cdot [\bar{U}] \quad (3.5)$$

Siendo:

$$[\bar{I}] = \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \vdots \\ \bar{I}_i \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1i} & \cdots & \bar{Y}_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \bar{Y}_{i1} & \cdots & \bar{Y}_{ii} & \cdots & \bar{Y}_{in} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \cdots & \bar{Y}_{ni} & \cdots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$[\bar{U}] = \begin{bmatrix} \bar{U}_1 \\ \vdots \\ \bar{U}_i \\ \vdots \\ \bar{U}_n \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Para un nudo  $i$  la potencia se verá representada por la ecuación 3.9.

$$S_i^* = P_i - jQ_i = U_i^* \cdot I_i = \bar{V}_i^* \cdot \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \cdot \bar{V}_k \quad (3.9)$$

Siendo:

$$\bar{V}_i^* = V_i \cdot e^{-j\delta_i} \quad (3.10)$$

$$\bar{V}_k = V_k \cdot e^{j\delta_k} \quad (3.11)$$

$$\bar{Y}_{ik} = Y_{ik} \cdot e^{j\gamma_{ik}} \quad (3.12)$$

Al ser más útil trabajar con potencias activas y reactivas, la ecuación 3.9 se desarrolla dando lugar a las ecuaciones 3.13 y 3.14 para cada nudo.

$$f_{P_i} = P_{Gi} - P_{Di} = P_i = \sum_{k=1}^n U_i \cdot U_k \cdot Y_{ik} \cdot \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (3.13)$$

$$f_{Q_i} = Q_{Gi} - Q_{Di} = Q_i = \sum_{k=1}^n U_i \cdot U_k \cdot Y_{ik} \cdot \sen(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (3.14)$$

Las pérdidas de la red vendrán definidas por el balance de las potencias de todos los nudos (ecuaciones 3.15 y 3.16). En el flujo de carga serán absorbidas por el *nudo de referencia* (ver siguiente apartado).

$$\sum_{k=1}^n f_{P_i} = \sum_{k=1}^n P_i = \sum_{k=1}^n P_{Gi} - \sum_{k=1}^n P_{Di} \quad (3.15)$$

$$\sum_{k=1}^n f_{Q_i} = \sum_{k=1}^n Q_i = \sum_{k=1}^n Q_{Gi} - \sum_{k=1}^n Q_{Di} \quad (3.16)$$

## Tipos de nudos

En una red eléctrica se pueden diferenciar tres tipos de nudos con variables definidas diferentes. Se explican a continuación y se resumen en la tabla 3.1.

El *nudo de referencia* (slack bus) es el que hace balance de todas las potencias del sistema, es decir, asume las pérdidas por lo que siempre es un nudo de una central. Como datos siempre se tendrán la tensión y el ángulo de fase (habitualmente igual a cero), mientras que siempre serán incógnitas la potencia activa y reactiva.

En *nudos de carga* las variables conocidas son la potencia activa y reactiva, mientras que la tensión y el ángulo de fase serán incógnitas.

Los *nudos de generación* (o de tensión controlada) tienen como variables conocidas el módulo de la tensión y la potencia activa, ya que se puede controlar la potencia reactiva para ajustarla a la tensión requerida. Las incógnitas serán por lo tanto la potencia reactiva y el ángulo de fase.

Los cálculos de los flujos de carga se resuelven de forma iterativa, siguiendo procedimientos como el de Gauss-Seidel o de Newton-Raphson. El método de Gauss-Seidel resuelve las EFP en forma compleja hasta que la diferencia entre iteraciones de los voltajes es menor que una tolerancia dada. En el caso de Newton-Raphson utiliza las EFP en forma polar e itera hasta que los incrementos



**Tabla 3.1:** Tipos de nudos

Nudo	Especificadas	Incógnitas
Referencia	$ U_i , \delta_i$	$P_i, Q_i$
Carga	$P_i, Q_i$	$ U_i , \delta_i$
Generación	$ U_i , P_i$	$Q_i, \delta_i$

de P y Q cumplan el límite especificado. En general se suele emplear más el método de Newton-Raphson, más rápido, más confiable en la convergencia y sus iteraciones son independientes del número de nudos, por lo que se requiere un menor almacenamiento de datos. Aquí se utilizará el método de Newton-Raphson.

### 3.2. Sistema por unidad

En los cálculos relacionados con sistemas de potencia se utiliza habitualmente una normalización simplificadora conocida como sistema por unidad (sistema *pu*). Primero se toman unos valores base, generalmente el voltaje y la potencia aparente, y se calculan a partir de ellos las otras bases ya que deben cumplir las ecuaciones normales de los circuitos (abajo 3.17 y 3.18).

$$U_B = Z_B \cdot I_B \quad (3.17)$$

$$S_B = U_B \cdot I_B \quad (3.18)$$

La transformación de las variables del sistema a *pu* consiste en dividirlos entre las magnitudes base correspondientes como en las siguientes ecuaciones.

$$U_{pu} = \frac{\bar{U}}{U_B} \quad (3.19)$$

$$S_{pu} = \frac{\bar{S}}{S_B} \quad (3.20)$$

$$I_{pu} = \frac{\bar{I}}{I_B} \quad (3.21)$$

$$Z_{pu} = \frac{\bar{Z}}{Z_B} \quad (3.22)$$

Trabajar con estas variables en *pu*, en cuestión de cálculos, facilita por ejemplo el trabajo con líneas trifásicas, ya que una vez estén los datos en *pu* se trabajará como en unifásico, y con transformadores, dado que permite conocer el valor de su impedancia con independencia del devanado o no le afectará la conexión estrella o triángulo. Respecto al análisis de datos, es más sencillo ver la información que en unidades reales. Este último aspecto es el que afecta a la presentación de datos de este proyecto. Por ejemplo: se tiene una tensión nominal en barras de una subestación de 132 kV. Se establece como tensión base para el cálculo en *pu* una tensión de 132 kV, así en el sistema *pu* la tensión nominal tendrá un valor de 1 *pu*. A lo largo de un tiempo en la subestación se miden los siguientes valores: 138,6 kV, 135,3 kV y 125,4 kV. En un principio sólo se puede apreciar si son mayores o menores que el nominal; sin embargo, si los pasamos a *pu* (ecuación 3.19) tendremos en orden los siguientes valores: 1,05 *pu*, 1,025 *pu* y 0,95 *pu*. Con esto podría concluirse fácilmente que respectivamente han aumentado un 5 %, un 2,5 % y disminuido un 5 % respecto del nominal o que la variación entre el valor máximo y el mínimo ha sido un 10 %.

### 3.3. Herramientas

#### 3.3.1. PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*)

Los cálculos del proyecto se llevan a cabo con el programa PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*), que está dirigido a la modelización y estudio de sistemas eléctricos de potencia. Puede analizar sistemas en régimen permanente, como en el caso de este proyecto con los flujos de carga, y sistemas dinámicos. Se ha utilizado la versión 32.0.5 del *PSS/E University*. En la figura 3.1 se puede ver la interface que presenta al abrir un caso.

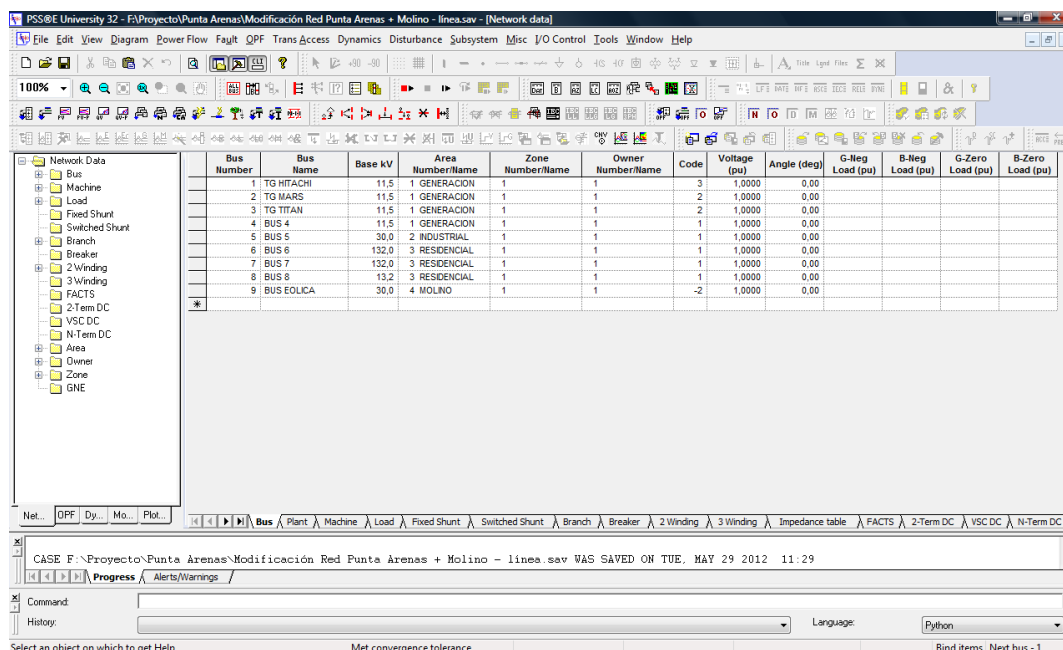
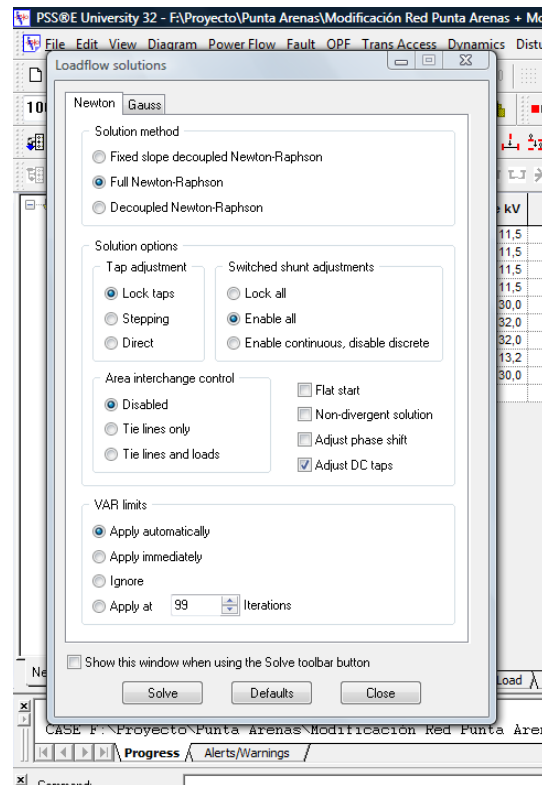


Figura 3.1: Pantalla al inicio de un caso PSS/E

Para el estudio de los flujos de carga es necesario partir de un caso. En este proyecto se han creado dos casos distintos, uno de partida que no incluye el parque eólico y otro que sí lo incluye. Ha sido necesario introducir los datos de los buses detallando las centrales de generación y las cargas, los parámetros de las líneas y los de los transformadores para ambos casos. La mayor parte de los datos del sistema eléctrico deben ser introducidos en *por unidad* (pu).

A continuación se ha utilizado la resolución de flujos de carga mediante el método *Full Newton-Raphson*. Presenta otras opciones dentro de la resolución por Newton-Raphson y también puede resolverse siguiendo el método Gauss-Seidel como puede verse en la figura 3.2.



**Figura 3.2:** Posibilidades en la resolución de flujos de carga en PSS/E

Entre otras posibilidades, se pueden exportar los resultados del flujo de cargas a archivos de texto con extensión *.txt* para su posterior análisis.

Un último punto de interés en el proyecto es la posibilidad de interactuar con el programa en lenguaje *Python*. Se pueden grabar casos para más tarde usarlos desde el propio programa con posibilidad de modificarlos, o se pueden programar fuera de él.

### 3.3.2. Otras

#### Matlab

Es un software matemático con lenguaje de programación propio. Entre sus múltiples prestaciones (manipulación de matrices, representación de datos y funciones, creación de interfaces de usuario, etc.) el presente proyecto se sirve de la posibilidad de comunicación con otros programas para crear el código en *Python* que se utilizará en el programa PSS/E a partir de las tablas que representan los cambios horarios de consumo y generación eólica guardadas en *Microsoft Excel*.

#### Microsoft Excel

Es una aplicación para manejar hojas de cálculo. En el proyecto se utiliza con múltiples fines: apoyo en el cálculo de líneas, creación de tablas y gráficas de estimación de consumo, clasificación y cálculo de referencias relevantes de los datos de potencia eólica, y para facilitar el análisis de los resultados de los flujos de carga. En este último caso se exportaron los archivos de extensión *.txt* que proporciona el PSS/E y se trataron con ayuda de un código programado en *Visual Basic for Applications* para *Excel*.

## Capítulo 4

# Caso de estudio

### 4.1. Red eléctrica inicial

La red objeto del estudio es una red real situada en la ciudad de Punta Arenas, en el extremo sur de Chile, que fue caso de estudio en un proyecto de cooperación internacional. En el presente proyecto la red se considera en España, por lo que se le aplica normativa española para el cálculo de líneas, los datos de viento tratados se trasladan a las estaciones del hemisferio norte y se estima la demanda según un estudio español. La electricidad generada por el parque se considerará preferente siempre que sea posible.

La red está formada por 8 buses y una línea de transporte principal. Tal y como se aprecia en la figura 4.1 los buses 1, 2 y 3 se corresponden con las centrales convencionales de generación existentes. El primero de ellos, TG Hitachi, es de gas, el segundo de ellos, TG Mars, también de gas y el último, TG Titan, de gas y diesel. Todas ellas vuelcan la energía al bus 4, o nudo de generación, que distribuye la energía a dos puntos de consumo el primero, el industrial, situado en el bus 5 de forma directa y el segundo, el residencial, situado en el bus 8 a través de una línea de transporte que se encuentra entre los buses 6 y 7. Existen centros de transformación entre las centrales y el bus 4 de generación, entre el bus 4 de generación y el bus 5 de consumo industrial, entre el bus 4 y el bus 6 al comienzo de la línea de transporte y, por último, al final de la línea de transporte entre el bus 7 y el bus 8 de consumo residencial. Las tensiones se detallan en la tabla 4.5 situada más adelante, en el apartado Red eléctrica con parque eólico”.

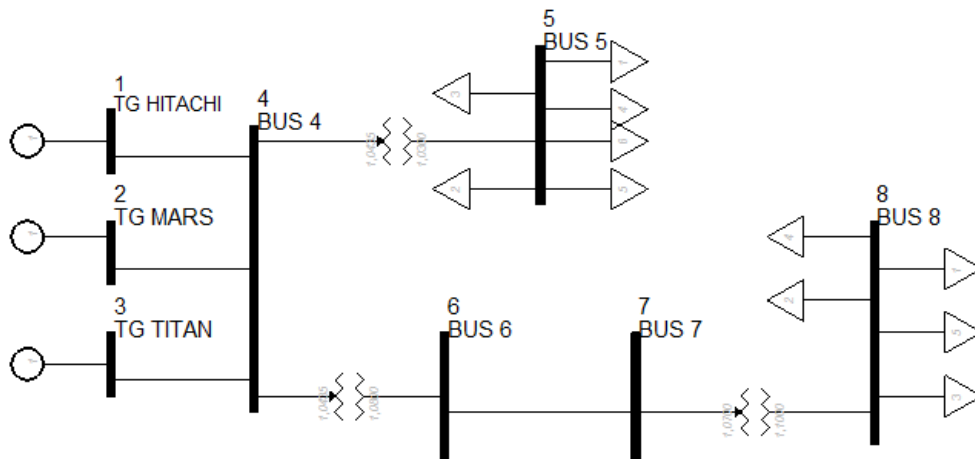


Figura 4.1: Red eléctrica inicial

Las características de las centrales de generación se describen a continuación en la tabla 4.1 y los rangos de potencia en la tabla 4.2.

**Tabla 4.1:** Rangos de potencia de las centrales

	HITACHI	MARS	TITAN
Unidad motriz	Turbina	Turbina	Turbina
Tipo combustible	Gas	Gas	Gas y Diesel
Marca	Hitachi	Solar	Solar
Modelo	PG5341N	Mars 100	Titán 130
Velocidad máquina (rpm)	5100	10780	11197
Año fabricación	1975	1997	2003
Marca generador	Hitachi	Ideal Electric	ABB
Tipo generador	Síncrono	Síncrono	Síncrono
Velocidad generador (rpm)	3000	1500	1500
Número de polos	2	4	4
Voltaje de generación (V)	11500	11500	11500
Potencia (kW)	24000	10000	14000

**Tabla 4.2:** Rangos de potencia de las centrales

	$P_{m\acute{a}x}(MW)$	$P_{min}(MW)$	$Q_{m\acute{a}x}(MVAr)$	$Q_{min}(MVAr)$
TG Hitachi	40	5	15	-15
TG Mars	10	5	8	-8
TG Titan	14	5	9	-9

Los parámetros y otros datos de interés de la línea de transporte entre la generación y el punto de consumo residencial se encuentran en la tabla 4.3.

**Tabla 4.3:** Características de la línea bus 6 a bus 7

	$L(km)$	Tipo conductor	$R(\Omega/km)$	$X(\Omega/km)$	$B(S)$
Línea bus 6 - bus 7	17,5	LA-110	0,3066	0,4735	$4,33 \cdot 10^{-5}$

Las características de los transformadores se encuentran a continuación en la tabla 4.4.

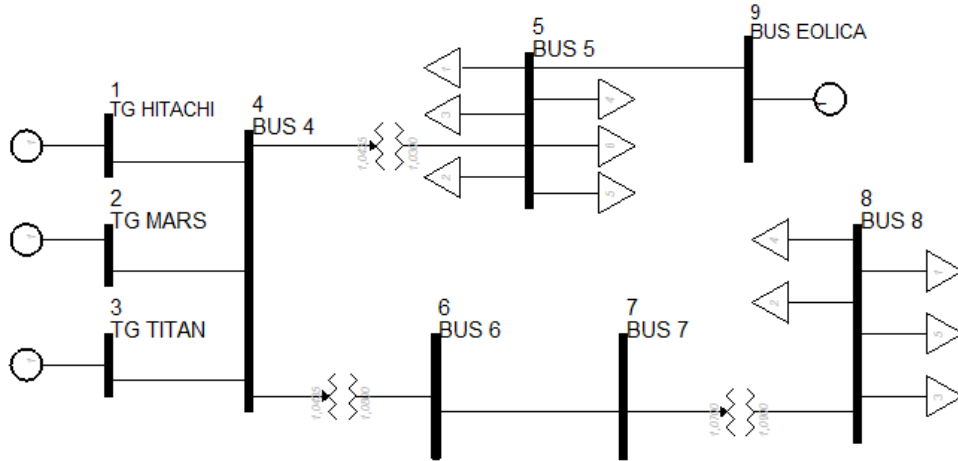
**Tabla 4.4:** Características de los transformadores

	Buses	$U_{1N} (kV)$	$U_{2N} (kV)$	$R_1(\Omega)$	$X_1(\Omega)$
Trafo 1	entre 4 y 5	11,5	30	0,0463	0,4605
Trafo 2	entre 4 y 6	11,5	66	0,0601	0,202
Trafo 3	entre 7 y 8	66	13,2	2,270	7,339

La información característica de la zona residencial (población, comercios, etc.) se detalla en el capítulo “Estimación de la demanda” a lo largo del apartado “Residencial”, al igual que en el apartado “Industrial” se detallan las industrias de la zona.

## 4.2. Red eléctrica con parque eólico

Tras la construcción del parque eólico, la red presentada en figura 4.1 incluye un nuevo bus número 9 que representa la generación del parque eólico. Este parque se conecta al bus de consumo industrial 5 mediante la línea de transporte cuyo cálculo se detalla en el capítulo “Cálculo de la línea de conexión al parque eólico”. Las tensiones a las que se opera en la red final son las descritas en la tabla 4.5. La red final se visualiza como la figura 4.2.



**Figura 4.2:** Red eléctrica final con parque eólico

**Tabla 4.5:** Tensiones nominales en los buses

	Id.	$U_N$ (kV)
Bus 1	TG Hitachi	11,5
Bus 2	TG Mars	11,5
Bus 3	TG Titan	11,5
Bus 4	Generación	11,5
Bus 5	Industria	30
Bus 6	Transporte	66
Bus 7	Transporte	66
Bus 8	Urbano	13,2
Bus 9	Molino	30

En la tabla 4.6 se muestran las bases de cada bus para el cálculo en pu de los valores, tal y como se explicó en el apartado 3.2.

**Tabla 4.6:** Bases para el cálculo en pu

	$U_B$ (V)	$S_B$ (MVA)	$I_B$ (A)	$Z_B$ ( $\Omega$ )
BUS 1, 2, 3 y 4	11,5	33	2869,57	4,01
BUS 5 y 9	30	33	1100	27,27
BUS 5 y 7	66	33	500	132
BUS 8	13,2	33	2500	5,28

#### 4.2.1. Datos del parque eólico

El parque eólico que se quiere conectar a la red está compuesto por 12 molinos de viento modelo E44 de potencia 900 kW cuyas características se encuentran en el anexo A.

Los datos de la estimación de la potencia generada a partir de los datos de viento son datos horarios a lo largo de tres años para un único generador, entre noviembre de 2008 y septiembre de 2011. Para la simulación se han agrupado los datos en tres bloques: invierno, verano y otoño y primavera. Los criterios para separar las estaciones se encuentran en la tabla 4.7.

**Tabla 4.7:** Estaciones del año

Año	Estación	Fecha inicio
2008	Otoño	22 de septiembre
	Invierno	21 de diciembre
2009	Primavera	20 de marzo
	Verano	21 de junio
	Otoño	22 de septiembre
	Invierno	21 de diciembre
2010	Primavera	20 de marzo
	Verano	21 de junio
	Otoño	23 de septiembre
	Invierno	22 de diciembre
2011	Primavera	21 de marzo
	Verano	21 de junio
	Otoño	23 de septiembre

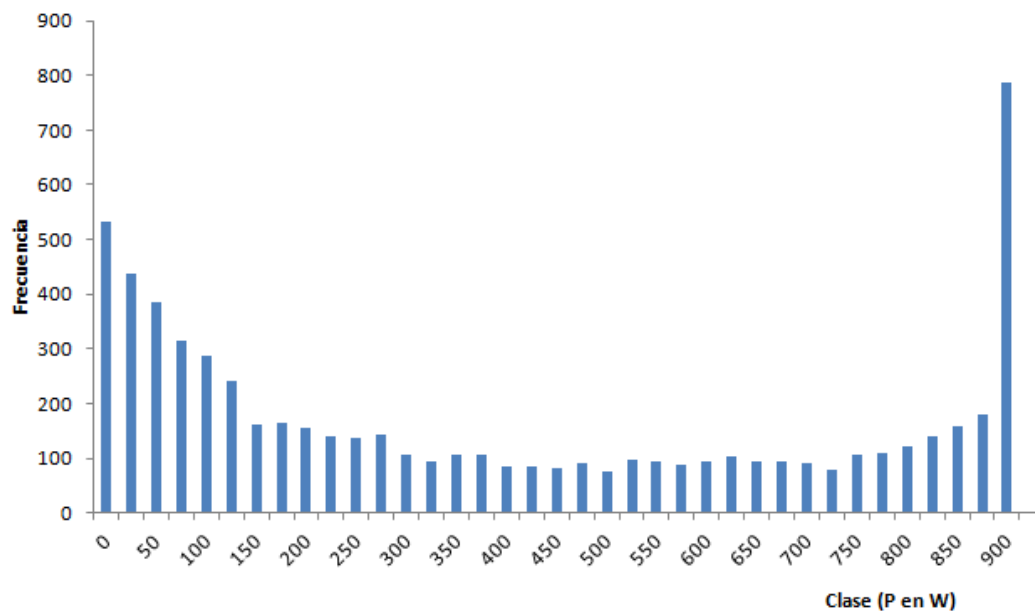
FUENTE: Instituto Nacional Geográfico[1]

Para el generador dado el dato horario mínimo para todas las horas es 0 kW y el máximo 900 kW, por lo que el mínimo para el parque es 0 MW y el máximo 10,8 MW.

Para invierno la distribución de potencias para un generador se define en la tabla 4.8 y en el gráfico 4.3.

**Tabla 4.8:** Invierno. Frecuencia de potencias

Clase (P en kW)	Frecuencia	Clase (P en kW)	Frecuencia
0	534	475	90
25	439	500	77
50	385	525	96
75	314	550	93
100	288	575	87
125	240	600	94
150	163	625	103
175	166	650	93
200	157	675	95
225	141	700	92
250	137	725	78
275	144	750	108
300	107	775	111
325	93	800	123
350	106	825	139
375	105	850	158
400	86	875	179
425	86	900	788
450	81		



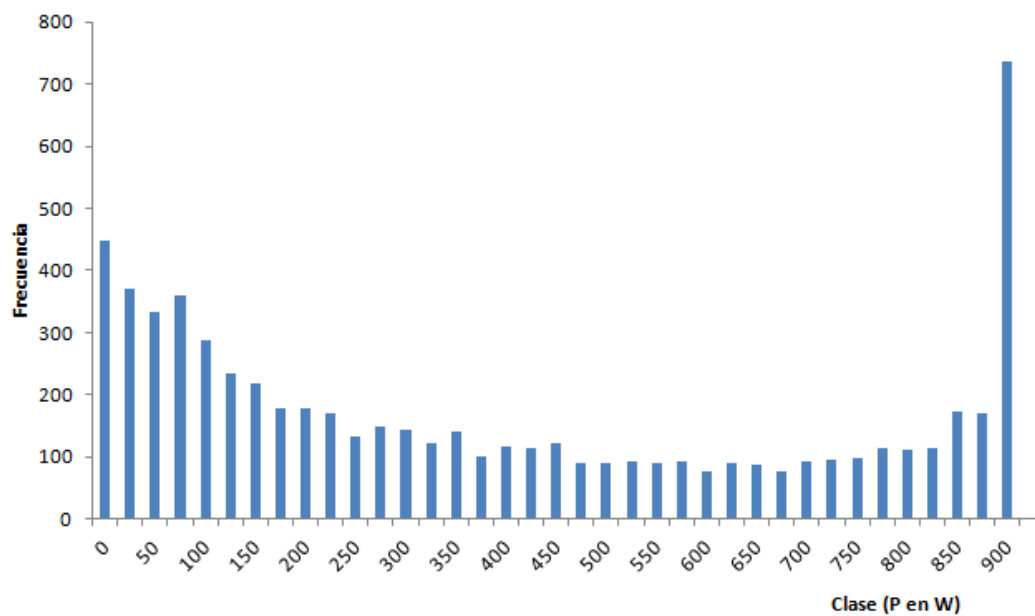
**Figura 4.3:** Invierno. Histograma de potencias



Para verano la distribución de potencias para un generador se define en la tabla 4.9 y en el gráfico 4.4.

**Tabla 4.9:** Verano. Frecuencia de potencias

Clase (P en kW)	Frecuencia	Clase (P en kW)	Frecuencia
0	449	475	90
25	370	500	90
50	333	525	94
75	359	550	89
100	287	575	92
125	235	600	76
150	219	625	90
175	179	650	88
200	177	675	77
225	169	700	94
250	132	725	95
275	149	750	99
300	143	775	113
325	123	800	111
350	142	825	113
375	100	850	172
400	117	875	170
425	114	900	737
450	121		

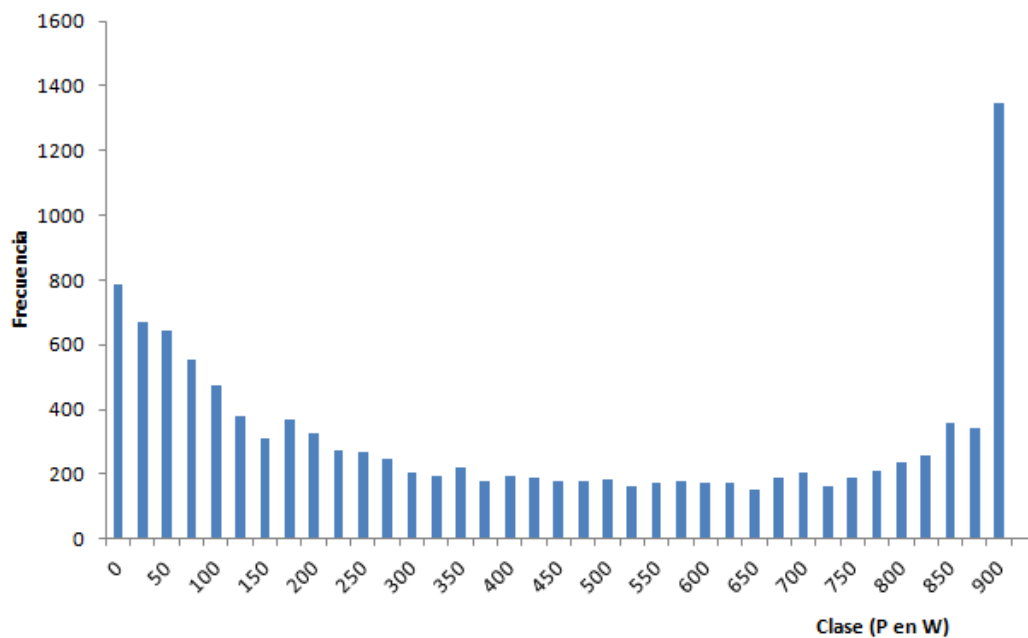


**Figura 4.4:** Verano. Histograma de potencias

Para el conjunto de primavera y otoño (entretiempo) la distribución de potencias para un generador se define en la tabla 4.10 y en el gráfico 4.5.

**Tabla 4.10:** Entretiempo. Frecuencia de potencias

Clase (P en kW)	Frecuencia	Clase (P en kW)	Frecuencia
0	784	475	179
25	671	500	186
50	645	525	161
75	556	550	174
100	476	575	178
125	381	600	175
150	312	625	175
175	368	650	150
200	329	675	187
225	275	700	203
250	266	725	162
275	249	750	191
300	205	775	211
325	196	800	236
350	223	825	256
375	178	850	359
400	193	875	340
425	190	900	1345
450	179		



**Figura 4.5:** Entretiempo. Histograma de potencias

## Capítulo 5

# Cálculo de la línea de conexión al parque eólico

### 5.1. Elección del conductor

En este capítulo se calcula la línea a 30 kV que conectará el parque eólico con la red dada en el nudo industrial. Las tablas a las que se hace referencia en este capítulo se encuentran en el anexo B. Se consideran los siguientes datos de partida:

$$\begin{aligned}U_N &= 30kV \\P_N &= 10,8MW \\cos\phi &= 0,95 \\L &= 100m\end{aligned}$$

La intensidad nominal de la línea será:

$$I_N = 218,79A$$

Se tomará un conductor de Aluminio-Acero normalizado. El conductor *LA-78* tiene una corriente máxima de 249,63A, cumple el valor nominal anterior, pero para que la caída de la tensión en la línea no sea excesiva se elegirá el siguiente conductor de la tabla, *LA-110*, cuya corriente máxima es de 313,16A. Posee las siguientes características:

$$\begin{aligned}S &= 116,2 \text{ mm}^2 \\d &= 14 \text{ mm} \\\delta &= 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}C^{-1} \\T_r &= 4403,06 \text{ kg} \\E &= 8200 \text{ kg/mm}^2 \\P_p &= 0,432 \text{ kg/m}\end{aligned}$$

Según el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT 07 líneas aéreas con conductores desnudos, se considera la zona C ya que la zona se encuentra a más de 1000m sobre el nivel del mar.

## 5.2. Cálculo de sobrecargas

### 5.2.1. Sobrecarga por viento

Según el apartado 3.1.2 de la ITC-LAT 07 se considera un viento de referencia de 120 km/h para líneas sin categoría especial. En el apartado 3.1.2.1 para una línea con un diámetro menor o igual a 16mm se establece que la sobrecarga por viento será:

$$P_v = 60 \cdot \left( \frac{V_v}{120} \right)^2 daN/m^2 \quad (5.1)$$

Por lo que se tendrá para la sección dada:

$$P_v = 0,84daN/m \approx 0,84kg/m$$

### 5.2.2. Sobrecarga por hielo

Al tratarse de la zona C, en el apartado 3.1.3 de dicha ITC se establece que la sobrecarga por hielo será:

$$P_h = 0,36 \cdot \sqrt{d} daN/m \quad (5.2)$$

De aquí se obtiene:

$$P_h = 1,347daN/m \approx 1,347kg/m$$

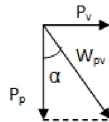
### 5.2.3. Sobrecarga por peso propio y viento

Se calcula siguiendo de la misma forma que se indica en la figura 5.1.

$$W_{pv} = \sqrt{P_p^2 + P_v^2} \quad (5.3)$$

Por lo que:

$$W_{pv} = 0,9446kg$$



**Figura 5.1:**  $W_{pv}$

### 5.2.4. Sobrecarga por peso propio y hielo

Se suman ambas componentes:

$$W_{ph} = P_p + P_h \quad (5.4)$$

Se tendrá:

$$W_{ph} = 1,779kg$$

### 5.3. Hipótesis tracción estática máxima

La relación entre la tensión en el punto medio y los puntos de amarre  $H_1$  en condiciones extremas, y su flecha (aproximada a parábola) se calculará utilizando las siguientes ecuaciones:

$$W_1 = Máx(W_{pv}, W_{ph}) \quad (5.5)$$

$$T_a = \frac{T_r}{3} \quad (5.6)$$

$$H_1 = \frac{T_a \pm \sqrt{T_a^2 + W_1^2 \cdot L^2/2}}{2} \quad (5.7)$$

$$F = \frac{W_1 \cdot L^2}{8 \cdot H_1} \quad (5.8)$$

Los datos y las soluciones son los que siguen:

$$W_1 = 1,78 \text{ kg}$$

$$T_a = 1467,69 \text{ kg}$$

$$T_1 = -20 \text{ }^\circ C$$

$$H_1 = 1464,99 \text{ kg}$$

$$F = 1,52 \text{ m}$$

A partir de este punto se calcularán las tensiones  $H_2$  de las nuevas condiciones ambientales  $T_2, W_2$  utilizando la ecuación de cambio de condiciones *ECC*, igualándola a cero y tomando como referencia la calculada en el apartado anterior  $H_1$ .

$$ECC = H_2^2 \cdot [H_2 + K_1 + K_2 \cdot (T_1 - T_2)] - K_3 \cdot W_2^2 = 0 \quad (5.9)$$

Siendo:

$$K_1 = \frac{E \cdot S \cdot L^2}{24} \cdot \left( \frac{W_1}{H_1} \right)^2 - H_1 \quad (5.10)$$

$$K_2 = \delta \cdot E \cdot S \quad (5.11)$$

$$K_3 = \frac{E \cdot S \cdot L^2}{24} \quad (5.12)$$

Se resuelve con el “Análisis y si.../Buscar objetivo” de Excel, tomando como objetivo la celda que tenga la ECC para que sea igual a cero modificando la nueva tensión  $H_2$ .

### 5.4. Hipótesis tracciones dinámicas

Tal y como viene definido en la ITC-LAT 07 en el apartado 3.2.2 Comprobación de fenómenos vibratorios se debe comprobar que  $H_2$  cumple que es menor que el 15 % que la carga de rotura  $T_r$  ya que en este caso no se instalan dispositivos antivibraciones. Se trata de la comprobación EDS (Every Day Stress) o TCD (Tensión de Cada Día), con las siguientes condiciones:

$$W_2 = P_p$$

$$T_2 = 15 \text{ }^\circ C$$

Por otro lado también hay que comprobar que se cumple que es menor que el 20 % de la carga de rotura para la CHS (Cold Hour Stress) o THF (Tensión de Hora Fría):

$$W_2 = P_p$$

$$T_2 = -5 \text{ }^\circ C$$

Teniendo en cuenta lo comentado sobre la ECC se obtiene:

EDS

$$W_2 = 0,432 \text{ kg}$$

$$T_2 = 15 \text{ } ^\circ C$$

$$H_2 = 540,00 \text{ kg}$$

Comprobación  $12,26 < 15 \%$  Cumple

CHS

$$W_2 = 0,432 \text{ kg}$$

$$T_2 = -5 \text{ } ^\circ C$$

$$H_2 = 755,08 \text{ kg}$$

Comprobación  $17,15 < 20 \%$  Cumple

## 5.5. Flecha máxima

En el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 se establece en qué condiciones deberán calcularse las flechas máximas a tener en cuenta. En la tabla 5.1 quedan reflejadas las condiciones y las soluciones.

**Tabla 5.1:** Peor flecha

	$W_2(kg)$	$T_2(^{\circ}C)$	$H_2(kg)$	$F(m)$	
Viento	0,94	15	816,83	1,45	<b>Peor flecha</b>
Hielo	1,78	0	1292,48	<b>1,72</b>	
Temperatura	0,43	50	338,59	1,59	

Esta flecha máxima ( $F_{m\acute{a}x}$ ) se calcula igual que en el apartado “Hipótesis tracción estática máxima” con la fórmula 5.8.

## 5.6. Cadenas de aisladores

Para el cálculo se tiene en cuenta la Tabla 14 de la ITC-RAT 07, se considera un nivel II Medio de contaminación por lo que la línea de fuga específica nominal mínima será de 20 mm/kV. Por otro lado en la Tabla 1 de dicha ITC viene la tensión máxima de la línea, que en este caso es de 36 kV. A partir de ahí obtenemos:

$$\begin{array}{ll}
 U_m = 36 \text{ kV} & \textbf{Plato tipo U40} \\
 Lf_{\min} = 20 \text{ mm/kV} & L_f = 185 \text{ mm} \\
 Lf_{\text{teórica } \min} = 720 \text{ mm} & Paso = 100 \text{ mm} \\
 & n^{\circ} = 4 \\
 & Peso = 1,7 \text{ kg} \\
 & \text{Carga de rotura electromecánica} = 40 \text{ kN}
 \end{array}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, las características de los elementos elegidos para la composición de la cadena\* y el apartado 3.4 de la ITC nombrada anteriormente, se obtiene la Tabla 5.2.

**Tabla 5.2:** Cadena de aisladores

	Gravivano	Grillete	Anilla	Platos	Rótula	Grapa
P (kg)	536,65	0,705	0,38	3,4	0,585	0,825
Longitud (mm)	301,66	80	93	200	64	190
c (H1/Wph)	823,49					
Tr (kg)		18000	13500	8163,265	13500	4000

Se comprueba que la tensión de rotura  $T_r$  cumple los criterios:

*Criterio B.1*  $7,37 > 3$  *Cumple*

*Criterio B.2*  $5,46 > 3$  *Cumple*

\*Grillete recto N241031, Anilla bola N242020, rótula corta N243062/16, grapa de suspensión GS-2 511618

Finalmente la longitud total de la cadena será:

$$\lambda = 0,827 \text{ m}$$

## 5.7. Distancias de seguridad

Teniendo en cuenta la tabla 15, la tabla 16, el apartado 5.4 y el 5.5 de la ITC-RAT 07, a partir de los cálculos anteriores se obtiene la distancia entre conductores ( $D_{CC}$ ):

$$D_{CC} = K \cdot \sqrt{F_{m\acute{a}x} + \lambda} + K' \cdot D_{PP} \quad (5.13)$$

$$\begin{aligned} k' &= 0,75 & D_{el} &= 0,35 \text{ m} \\ \alpha &= 62,78^\circ & D_{pp} &= 0,4 \text{ m} \\ K &= 0,6 & D_{ct} &= 6 \text{ m} \\ & & D_{ca} &= 0,35 \text{ m} \end{aligned}$$

Finalmente:

$$D_{cc} = 1,258 \text{ m}$$

## 5.8. Dimensiones de la torre

Finalmente las dimensiones de la torre serán:

$$h_{engrape} = D_{ct} + F_{m\acute{a}x} \quad (5.14)$$

$$h_{cruceta} = h_{engrape} + \lambda \quad (5.15)$$

$$h_{engrape} = 7,72 \text{ m}$$

$$h_{cruceta} = 8,55 \text{ m}$$

## 5.9. Tabla de tendido

Por último también se calcula la tabla de tendido 5.3 para establecer qué tensión había que aplicar según la temperatura a la que se monte la línea sabiendo la flecha que habría.

**Tabla 5.3:** Tabla de tendido

$T_2(^{\circ}C)$	$H_2(kg)$	$Flecha(m)$
0	694,11	0,78
5	637,71	0,85
10	586,28	0,92
15	540	1
20	498,85	1,08
25	462,58	1,17
30	430,78	1,25
35	402,97	1,34
40	378,66	1,43
45	357,34	1,51
50	338,59	1,59

## 5.10. Comprobación de la caída de tensión en la línea

Conociendo las ecuaciones para líneas en capa horizontal con transposiciones:

$$L_K (H/m) = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left( 0,25 + Ln \frac{\sqrt[3]{2} \cdot D}{R} \right) \quad (5.16)$$

$$C_K(F/m) = \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0}{Ln \frac{\sqrt[3]{2} \cdot D}{R}} \quad (5.17)$$

Y los siguientes datos:

$$R = 0,007 \text{ m}$$

$$D = 1,26 \text{ m}$$

$$\mu_0 = 1,256 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}$$

$$\varepsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12} \text{ F/m}$$

Tenemos que:

$$L_k = 1,1348 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}$$

$$C_k = 1,0712 \cdot 10^{-11} \text{ F/m}$$

Sabiendo lo anterior, y otros datos sobre el conductor y la carga, tenemos:

$$U_N = 30 \text{ kV}$$

$$I_N = 218,79 \text{ A}$$

$$R_k = 0,3066 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X_L = 0,3565 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\cos\varphi = 0,95$$

Ahora sabiendo que la línea tiene una longitud de 5,8 km, se comprobará si la caída de tensión es menor del 3%:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot L_l \cdot (R \cdot \cos\varphi + X_L \cdot \sin\varphi)}{U_N} \cdot 100 \quad (5.18)$$

$$\Delta U(\%) = 2,95\% \leq 3\%$$

Cumple, por lo que finalmente se utilizará el conductor supuesto: *LA-110*.



### 5.11. Esquema en $\pi$ de la línea

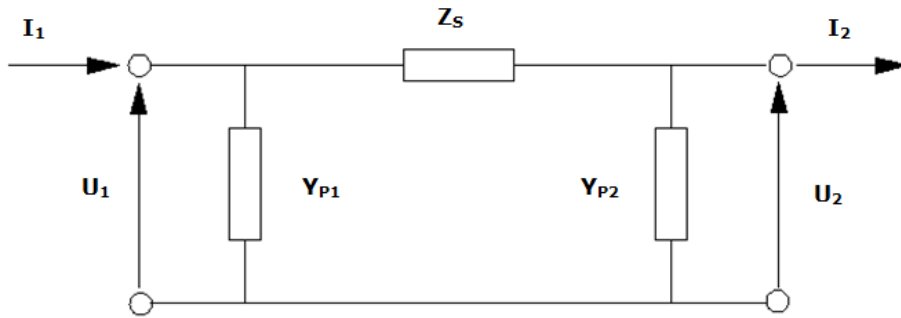
Los parámetros de la línea siguiendo el modelo simplificado en  $\pi$  para líneas de longitud media son siguientes, calculados a partir de las ecuaciones 5.19 y 5.20.

$$Z_S = R + j\omega L \quad (5.19)$$

$$Y_P = Y_{P1} = Y_{P2} = \frac{G + j\omega C}{2} \quad (5.20)$$

$$Z_S = 1,778 + 0,0758j \, \Omega$$

$$G \simeq 0 \rightarrow Y_P = 4,88 \cdot 10^{-9} j \, S$$



**Figura 5.2:** Esquema en  $\pi$  de línea 5-9

Para la simulación en PSS/E es necesario conocer los valores en pu que se muestran a continuación.

$$Z_B = \frac{30000^2}{33 \cdot 10^6} = 27,27 \, \Omega$$

$$R = 0,0652 \, pu$$

$$X = 0,0758 \, pu$$

$$B = Y_P \cdot 2 = 5,3237 \cdot 10^{-07} \, pu$$

## Capítulo 6

# Estimación de la demanda

El proyecto se ha establecido para un municipio en el que se diferencian dos puntos principales de consumo: el residencial (bus 5) y el industrial (bus 8). En la zona urbana se distinguen cinco fases: *viviendas 1, viviendas 2, viviendas 3, comercios y hotel*. En este caso la mayoría de las estimaciones se han basado en el *Proyecto INDEL* de REE (Red Eléctrica de España). La zona industrial se divide en seis sectores por ocupación: *imprenta, cementera, papelera, gestora de residuos, fábrica de cerveza y lácteas*.

### 6.1. Residencial

En la tabla 6.1 se presentan las suposiciones tomadas para el cálculo de la potencia reactiva.

**Tabla 6.1:** Aproximación potencia reactiva residencial

Aire acondicionado	Lavadora	Lavavajillas	Frigorífico + congelador
$Q \approx 11 \%P$	$Q \approx 50 \%P$	$Q \approx 0,15 \%P$	$Q \approx 120 \%P$

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[2].

#### 6.1.1. Viviendas

La población es de 121 000 habitantes aproximadamente. Hay unas 44 100 viviendas construidas, no todas en uso pero que se tendrán en cuenta para la estimación.

**Tabla 6.2:** Número de viviendas por fase

	Viviendas 1	Viviendas 2	Viviendas 3
<b>nº viviendas</b>	14 700	13 440	15 960

En primer lugar se ha estimado el consumo medio por vivienda teniendo en cuenta el cambio de consumo en las distintas estaciones. Se incluyen otros consumos en el bloque "*miscelánea*" por el aumento del uso de las nuevas tecnologías, principalmente el ordenador personal que en muchos hogares puede encontrarse encendido las 24 horas del día, y otros pequeños accesorios. Para el cálculo de potencia reactiva, aparte de los porcentajes descritos en la tabla 6.1 se ha incluido un 0,05 % de la potencia activa considerada en "*miscelánea*".

#### Invierno

En las tablas 6.3 y 6.4 se detalla la estimación del consumo medio de electricidad para una vivienda en invierno.

**Tabla 6.3:** Viviendas. Estimación individual de la potencia activa en invierno

*Unidades en W*

Hora	Calefacción	Secadora	Lavadora	Televisión	Lavavajillas	Cocina	Horno	Iluminación	Miscelánea	Agua caliente	Frigorífico + congelador	Total
1	20			25				150	55	8	60	318
2	20			5				70	55	3	60	213
3	20							30	50	3	60	163
4	20							15	50	3	60	148
5	15							15	50	3	60	143
6	15							15	50	8	60	148
7	15							18	55	10	60	158
8	20		5					20	60	20	60	185
9	25	5	10	5				22	60	35	60	222
10	25	15	45	5				22	70	25	60	267
11	35	10	45	5	3	3	7	22	85	10	60	285
12	35	20	35	10	3	10	8	22	85	10	60	298
13	35	15	25	25	4	15	24	25	80	3	60	311
14	45	12	13	50	9	30	30	30	85	3	60	367
15	65		5	68	16	17	12	47	95	12	60	397
16	70		5	70	19	8	7	48	110	20	60	417
17	70		9	51	21			53	100	37	60	401
18	72	3	5	48				67	95	40	60	390
19	70	3	8	60		5	7	90	95	30	60	428
20	78	2	8	72	4	11	15	140	90	20	60	500
21	80	2	8	100	8	22	20	150	85	10	60	545
22	90		5	110	16	12	12	170	85	8	60	568
23	80		2	85	26		7	180	85	8	60	533
24	32			70	16			180	80	8	60	446
TOTAL	1052	87	233	864	145	133	149	1601	1810	337	1440	7851

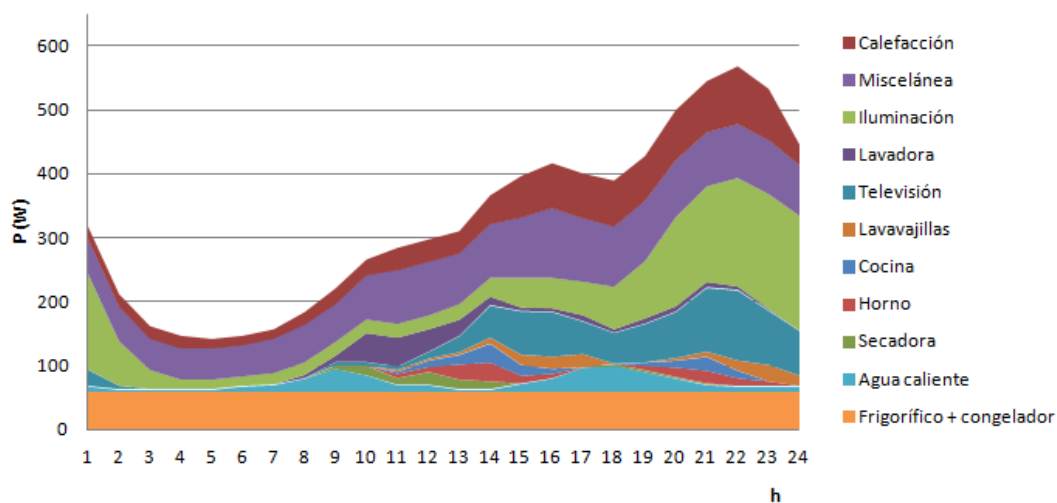
FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[2] y otros[3].

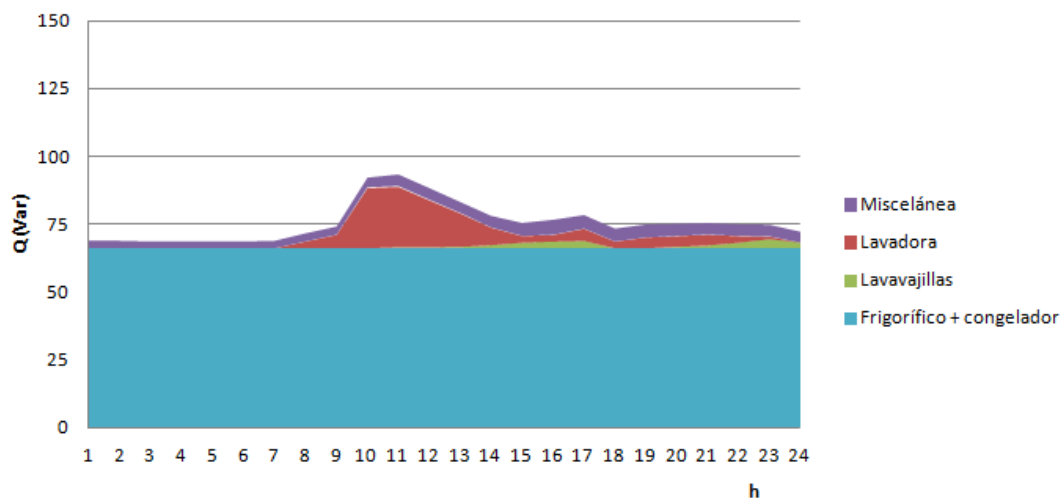
**Tabla 6.4:** Viviendas. Estimación individual de la potencia reactiva en invierno

Hora	Unidades en VAR				
	Lavadora	Lavavajillas	Miscelánea	Frigorífico + congelador	Total
1	0	0	2,75	66	68,75
2	0	0	2,75	66	68,75
3	0	0	2,5	66	68,5
4	0	0	2,5	66	68,5
5	0	0	2,5	66	68,5
6	0	0	2,5	66	68,5
7	0	0	2,75	66	68,75
8	2,5	0	3	66	71,5
9	5	0	3	66	74
10	22,5	0	3,5	66	92
11	22,5	0,39	4,25	66	93,14
12	17,5	0,39	4,25	66	88,14
13	12,5	0,52	4	66	83,02
14	6,5	1,17	4,25	66	77,92
15	2,5	2,08	4,75	66	75,33
16	2,5	2,47	5,5	66	76,47
17	4,5	2,73	5	66	78,23
18	2,5	0	4,75	66	73,25
19	4	0	4,75	66	74,75
20	4	0,52	4,5	66	75,02
21	4	1,04	4,25	66	75,29
22	2,5	2,08	4,25	66	74,83
23	1	3,38	4,25	66	74,63
24	0	2,08	4	66	72,08
TOTAL	116,5	18,85	90,5	1584	<b>1809,85</b>

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[2].

En las figuras 6.1 y 6.2, obtenidas a partir de las tablas 6.3 y 6.4 respectivamente, se aprecia de manera visual el peso que tiene cada uso en el total y su relación entre potencia activa y potencia reactiva.

**Figura 6.1:** Viviendas. Potencia individual activa en invierno

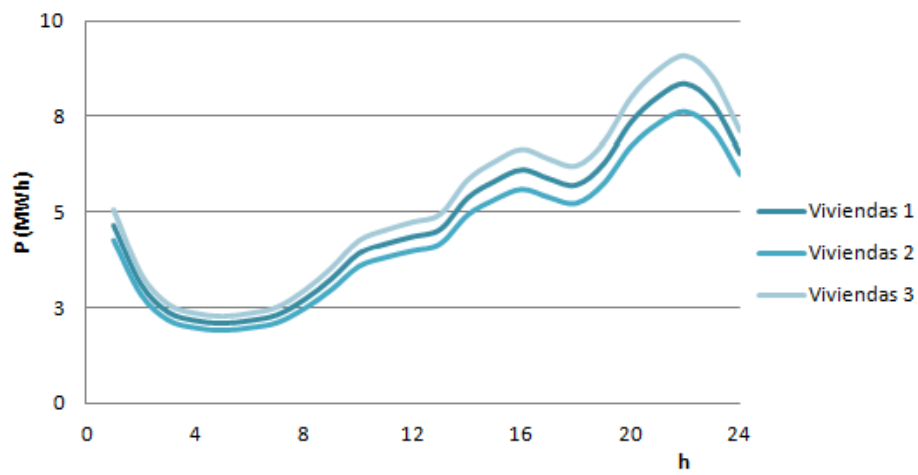


**Figura 6.2:** Viviendas. Potencia individual reactiva en invierno

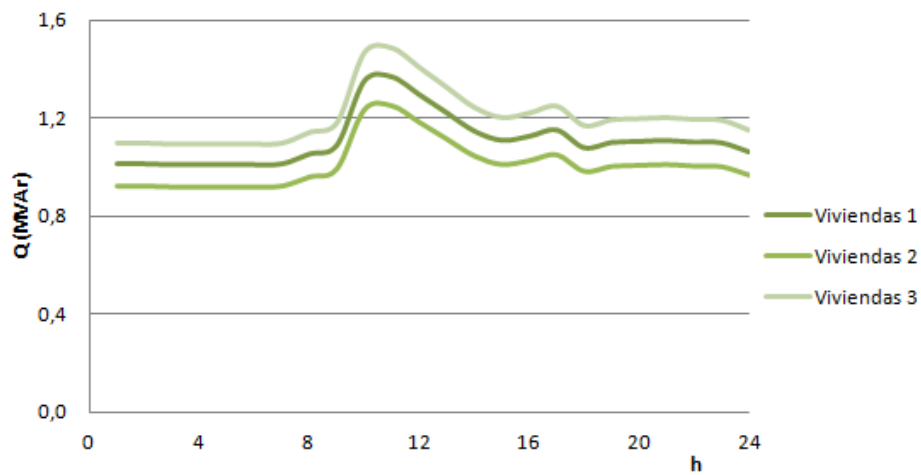
Para obtener el consumo del conjunto de las viviendas dentro de la zona residencial (tabla 6.5) se multiplica este consumo unitario por el número de viviendas por fase mencionado al comienzo del apartado "Viviendas". Su representación gráfica se corresponde con las figuras 6.3 y 6.4.

**Tabla 6.5:** Viviendas. Estimación total de la potencia en invierno

Hora	Viviendas 1 (Id. 3)		Viviendas 2 (Id. 4)		Viviendas 3 (Id. 5)	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	4,67	1,01	4,27	0,92	5,08	1,10
2	3,13	1,01	2,86	0,92	3,40	1,10
3	2,40	1,01	2,19	0,92	2,60	1,09
4	2,18	1,01	1,99	0,92	2,36	1,09
5	2,10	1,01	1,92	0,92	2,28	1,09
6	2,18	1,01	1,99	0,92	2,36	1,09
7	2,32	1,01	2,12	0,92	2,52	1,10
8	2,72	1,05	2,49	0,96	2,95	1,14
9	3,26	1,09	2,98	0,99	3,54	1,18
10	3,92	1,35	3,59	1,24	4,26	1,47
11	4,19	1,37	3,83	1,25	4,55	1,49
12	4,38	1,30	4,01	1,18	4,76	1,41
13	4,57	1,22	4,18	1,12	4,96	1,32
14	5,39	1,15	4,93	1,05	5,86	1,24
15	5,84	1,11	5,34	1,01	6,34	1,20
16	6,13	1,12	5,60	1,03	6,66	1,22
17	5,89	1,15	5,39	1,05	6,40	1,25
18	5,73	1,08	5,24	0,98	6,22	1,17
19	6,29	1,10	5,75	1,00	6,83	1,19
20	7,35	1,10	6,72	1,01	7,98	1,20
21	8,01	1,11	7,32	1,01	8,70	1,20
22	8,35	1,10	7,63	1,01	9,07	1,19
23	7,84	1,10	7,16	1,00	8,51	1,19
24	6,56	1,06	5,99	0,97	7,12	1,15



**Figura 6.3:** Viviendas. Potencia total activa en invierno



**Figura 6.4:** Viviendas. Potencia total reactiva en invierno

## Verano

En las tablas 6.6 y 6.7 se detalla la estimación del consumo medio de electricidad para una vivienda en verano.

**Tabla 6.6:** Viviendas. Estimación individual de la potencia activa en verano

*Unidades en W*

Hora	Aire acondicionado	Secadora	Lavadora	Televisión	Lavavajillas	Cocina	Horno	Iluminación	Miscelánea	Agua caliente	Frigorífico + congelador	Total
1	15			40				85	50	5	60	255
2	12			8				65	45	2	60	192
3	10							45	45		60	160
4	9							25	45		60	139
5	7							15	45		60	127
6	7							15	45		60	127
7	6							14	46	10	60	136
8	4		10					14	46	20	60	154
9	1	2	15	2	2			14	50	25	60	171
10	1	12	30	2	2	2		12	60	19	60	200
11	3	15	40	7	4	4	4	12	70	15	60	234
12	7	13	36	13	5	9	18	15	73	5	60	254
13	15	12	21	19	6	19	31	15	75	5	60	278
14	24	11	12	41	13	18	20	17	75	6	60	297
15	35	5	5	52	18	12	5	35	80	8	60	315
16	38	5	5	55	20	2	2	30	95	21	60	333
17	35	5	8	45	20			20	90	32	60	315
18	31	4	13	42	8			20	85	32	60	295
19	30	5	15	41	2	2	2	30	85	18	60	290
20	27	5	10	56	2	8	8	31	83	10	60	300
21	22	3	5	70	5	10	8	38	82	10	60	313
22	20	3	5	81	12	8	5	81	89	10	60	374
23	19	3	5	86	16			99	87	10	60	385
24	15			55	10			105	70	10	60	325
TOTAL	393	103	235	715	145	94	103	852	1616	273	1440	<b>5969</b>

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[2].

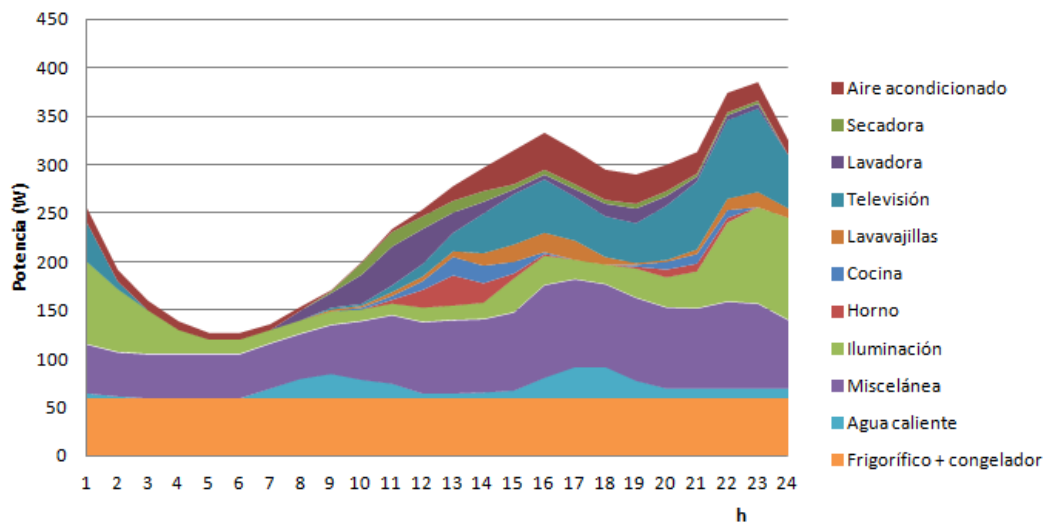
**Tabla 6.7:** Viviendas. Estimación individual de la potencia reactiva en verano*Unidades en VAr*

Hora	Aire acondicionado	Lavadora	Lavavajillas	Miscelánea	Frigorífico + congelador
1	1,65	0	0	2,5	66
2	1,32	0	0	2,25	66
3	1,1	0	0	2,25	66
4	0,99	0	0	2,25	66
5	0,77	0	0	2,25	66
6	0,77	0	0	2,25	66
7	0,66	0	0	2,3	66
8	0,44	5	0	2,3	66
9	0,11	7,5	0,26	2,5	66
10	0,11	15	0,26	3	66
11	0,33	20	0,52	3,5	66
12	0,77	18	0,65	3,65	66
13	1,65	10,5	0,78	3,75	66
14	2,64	6	1,69	3,75	66
15	3,85	2,5	2,34	4	66
16	4,18	2,5	2,6	4,75	66
17	3,85	4	2,6	4,5	66
18	3,41	6,5	1,04	4,25	66
19	3,3	7,5	0,26	4,25	66
20	2,97	5	0,26	4,15	66
21	2,42	2,5	0,65	4,1	66
22	2,2	2,5	1,56	4,45	66
23	2,09	2,5	2,08	4,35	66
24	1,65	0	1,3	3,5	66
<b>TOTAL</b>	<b>43,23</b>	<b>117,5</b>	<b>18,85</b>	<b>80,8</b>	<b>1584</b>

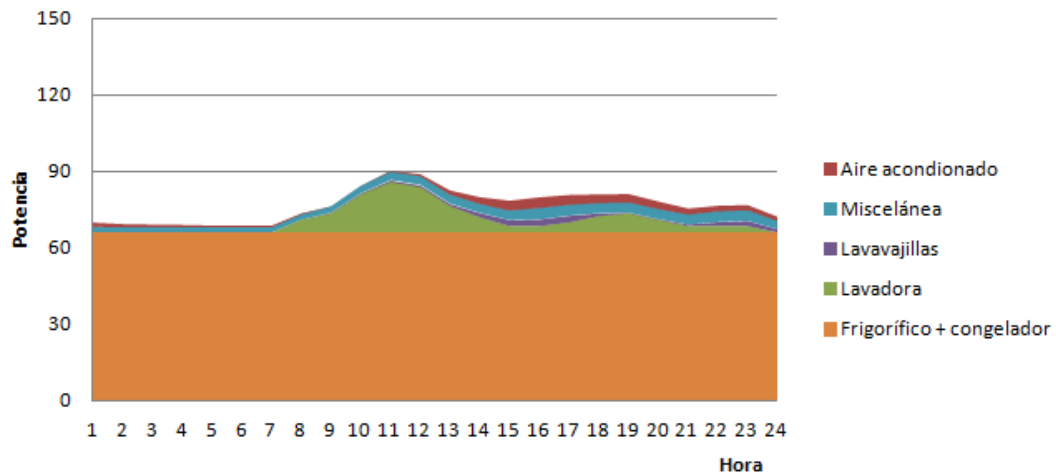
FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[2].

En las figuras 6.5 y 6.6, obtenidas a partir de las tablas 6.6 y 6.7 respectivamente, se aprecia de manera visual el peso que tiene cada uso en el total y su relación entre potencia activa y potencia reactiva.





**Figura 6.5:** Viviendas. Potencia individual activa en verano

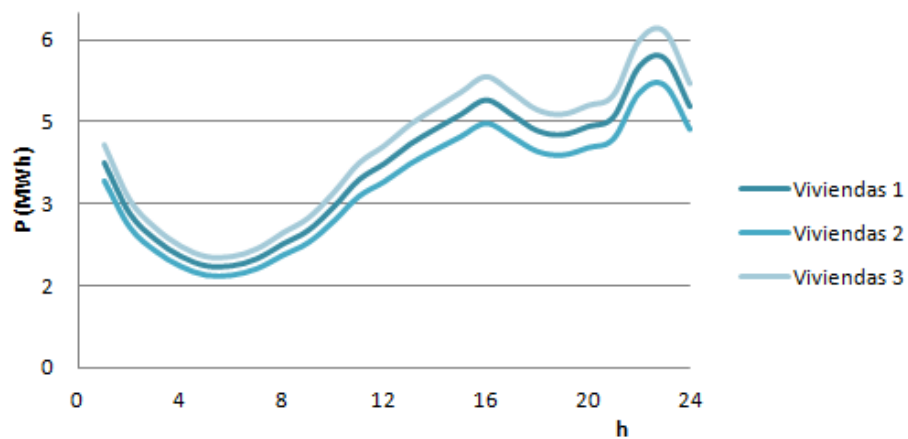


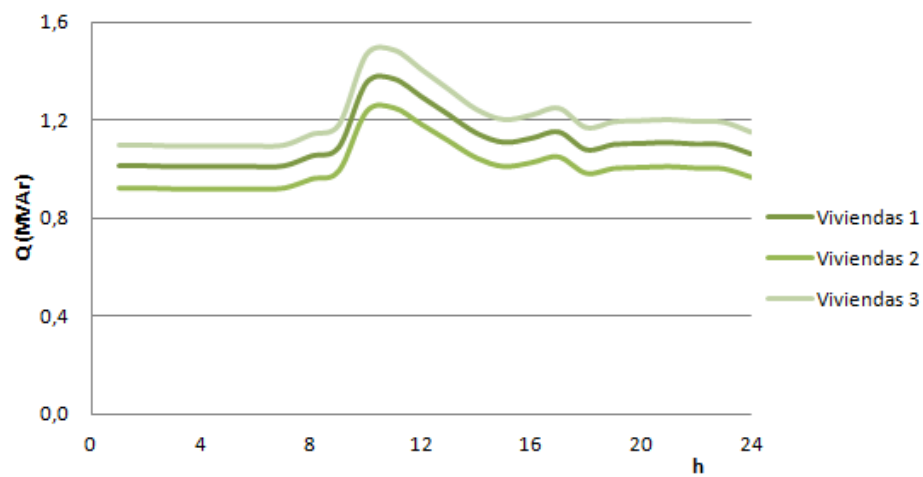
**Figura 6.6:** Viviendas. Potencia individual reactiva en verano

Para obtener el consumo del conjunto de las viviendas dentro de la zona residencial (tabla 6.8) se multiplica este consumo unitario por el número de viviendas por fase mencionado al comienzo del apartado "Viviendas". Su representación gráfica se corresponde con las figuras 6.7 y 6.8.

**Tabla 6.8:** Viviendas. Estimación total de la potencia en verano

Hora	Viviendas 1 (Id. 3)		Viviendas 2 (Id. 4)		Viviendas 3 (Id. 5)	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
1	3,75	1,03	3,43	0,94	4,07	1,12
2	2,82	1,02	2,58	0,94	3,06	1,11
3	2,35	1,02	2,15	0,93	2,55	1,11
4	2,04	1,02	1,87	0,93	2,22	1,11
5	1,87	1,01	1,71	0,93	2,03	1,10
6	1,87	1,01	1,71	0,93	2,03	1,10
7	2,00	1,01	1,83	0,93	2,17	1,10
8	2,26	1,08	2,07	0,99	2,46	1,18
9	2,51	1,12	2,30	1,03	2,73	1,22
10	2,94	1,24	2,69	1,13	3,19	1,35
11	3,44	1,33	3,14	1,21	3,73	1,44
12	3,73	1,31	3,41	1,20	4,05	1,42
13	4,09	1,22	3,74	1,11	4,44	1,32
14	4,37	1,18	3,99	1,08	4,74	1,28
15	4,63	1,16	4,23	1,06	5,03	1,26
16	4,90	1,18	4,48	1,08	5,31	1,28
17	4,63	1,19	4,23	1,09	5,03	1,29
18	4,34	1,19	3,96	1,09	4,71	1,30
19	4,26	1,20	3,90	1,09	4,63	1,30
20	4,41	1,15	4,03	1,05	4,79	1,25
21	4,59	1,11	4,19	1,02	4,98	1,21
22	5,50	1,11	5,03	1,02	5,97	1,21
23	5,66	1,12	5,17	1,02	6,14	1,21
24	4,78	1,07	4,37	0,97	5,19	1,16

**Figura 6.7:** Viviendas. Potencia total activa en verano



**Figura 6.8:** Viviendas. Potencia total reactiva en verano

### Entretiempo

En las tablas 6.9 y 6.10 se detalla la estimación del consumo medio de electricidad para una vivienda en entretiempo. En este caso los valores se tomaron como un término medio entre los de invierno y verano, además no se tuvo en cuenta ni la calefacción ni el aire acondicionado.

**Tabla 6.9:** Viviendas. Estimación individual de la potencia activa en entretiempo

Unidades en W

Hora	Secadora	Lavadora	Televisión	Lavavajillas	Cocina	Horno	Iluminación	Miscelánea	Agua caliente	Frigorífico + congelador	Total
1	0	0	32,5	0	0	0	117,5	52,5	6,5	60	269
2	0	0	6,5	0	0	0	67,5	50	2,5	60	186,5
3	0	0	0	0	0	0	37,5	47,5	1,5	60	146,5
4	0	0	0	0	0	0	20	47,5	1,5	60	129
5	0	0	0	0	0	0	15	47,5	1,5	60	124
6	0	0	0	0	0	0	15	47,5	4	60	126,5
7	0	0	0	0	0	0	16	50,5	10	60	136,5
8	0	7,5	0	0	0	0	17	53	20	60	157,5
9	3,5	12,5	3,5	1	0	0	18	55	30	60	183,5
10	13,5	37,5	3,5	1	1	0	17	65	22	60	220,5
11	12,5	42,5	6	3,5	3,5	5,5	17	77,5	12,5	60	240,5
12	16,5	35,5	11,5	4	9,5	13	18,5	79	7,5	60	255
13	13,5	23	22	5	17	27,5	20	77,5	4	60	269,5
14	11,5	12,5	45,5	11	24	25	23,5	80	4,5	60	297,5
15	2,5	5	60	17	14,5	8,5	41	87,5	10	60	306
16	2,5	5	62,5	19,5	5	4,5	39	102,5	20,5	60	321
17	2,5	8,5	48	20,5	0	0	36,5	95	34,5	60	305,5
18	3,5	9	45	4	0	0	43,5	90	36	60	291
19	4	11,5	50,5	1	3,5	4,5	60	90	24	60	309
20	3,5	9	64	3	9,5	11,5	85,5	86,5	15	60	347,5
21	2,5	6,5	85	6,5	16	14	94	83,5	10	60	378
22	1,5	5	95,5	14	10	8,5	125,5	87	9	60	416
23	1,5	3,5	85,5	21	0	3,5	139,5	86	9	60	409,5
24	0	0	62,5	13	0	0	142,5	75	9	60	362
TOTAL	95	234	789,5	145	113,5	126	1226,5	1713	305	1440	<b>6187,5</b>

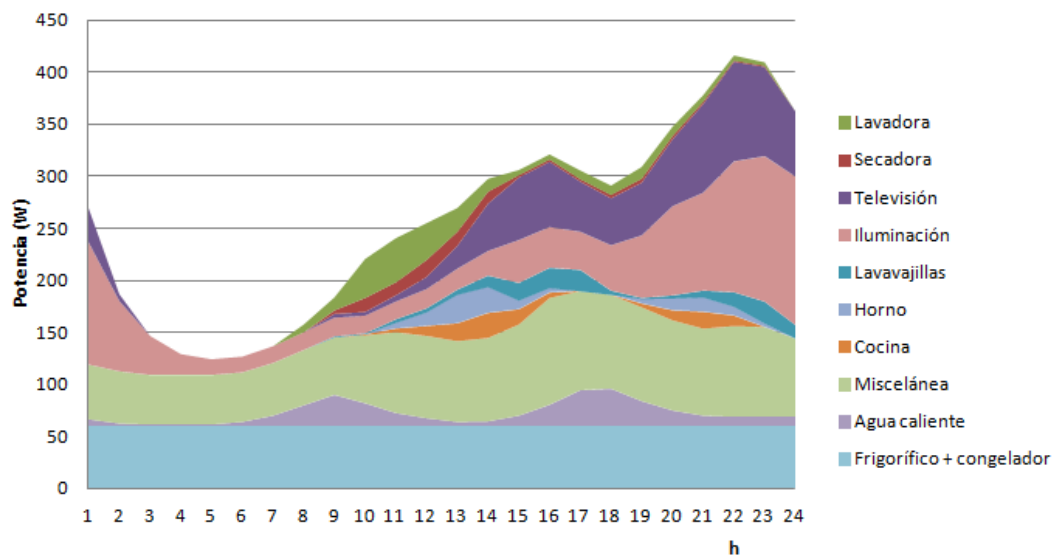
FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[2].

**Tabla 6.10:** Viviendas. Estimación individual de la potencia reactiva en entretiempo*Unidades en VAr*

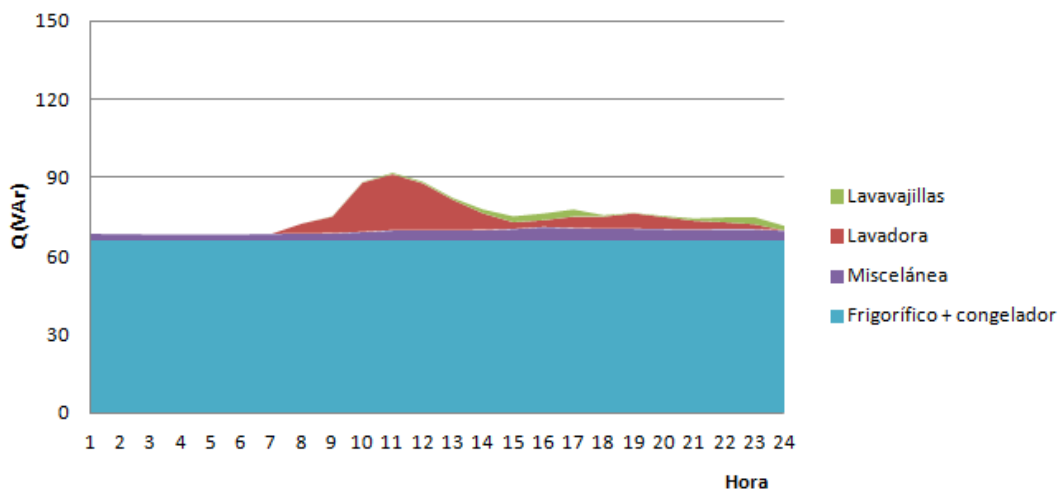
Hora	Lavadora	Lavavajillas	Miscelánea	Frigorífico + congelador	Total
1	0,00	0,00	2,63	66,00	68,63
2	0,00	0,00	2,50	66,00	68,50
3	0,00	0,00	2,38	66,00	68,38
4	0,00	0,00	2,38	66,00	68,38
5	0,00	0,00	2,38	66,00	68,38
6	0,00	0,00	2,38	66,00	68,38
7	0,00	0,00	2,53	66,00	68,53
8	3,75	0,00	2,65	66,00	72,40
9	6,25	0,13	2,75	66,00	75,13
10	18,75	0,13	3,25	66,00	88,13
11	21,25	0,46	3,88	66,00	91,58
12	17,75	0,52	3,95	66,00	88,22
13	11,50	0,65	3,88	66,00	82,03
14	6,25	1,43	4,00	66,00	77,68
15	2,50	2,21	4,38	66,00	75,09
16	2,50	2,54	5,13	66,00	76,16
17	4,25	2,67	4,75	66,00	77,67
18	4,50	0,52	4,50	66,00	75,52
19	5,75	0,13	4,50	66,00	76,38
20	4,50	0,39	4,33	66,00	75,22
21	3,25	0,85	4,18	66,00	74,27
22	2,50	1,82	4,35	66,00	74,67
23	1,75	2,73	4,30	66,00	74,78
24	0,00	1,69	3,75	66,00	71,44
TOTAL	117,00	18,85	85,65	1584,00	1805,50

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[2].

En las figuras 6.9 y 6.10, obtenidas a partir de las tablas 6.9 y 6.10 respectivamente, se aprecia de manera visual el peso que tiene cada uso en el total y su relación entre potencia activa y potencia reactiva.



**Figura 6.9:** Viviendas. Potencia individual activa en entretiempo

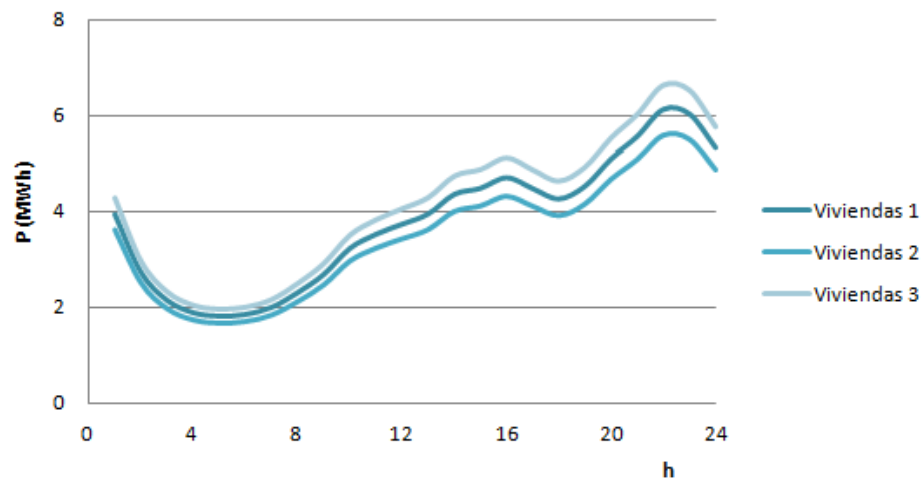


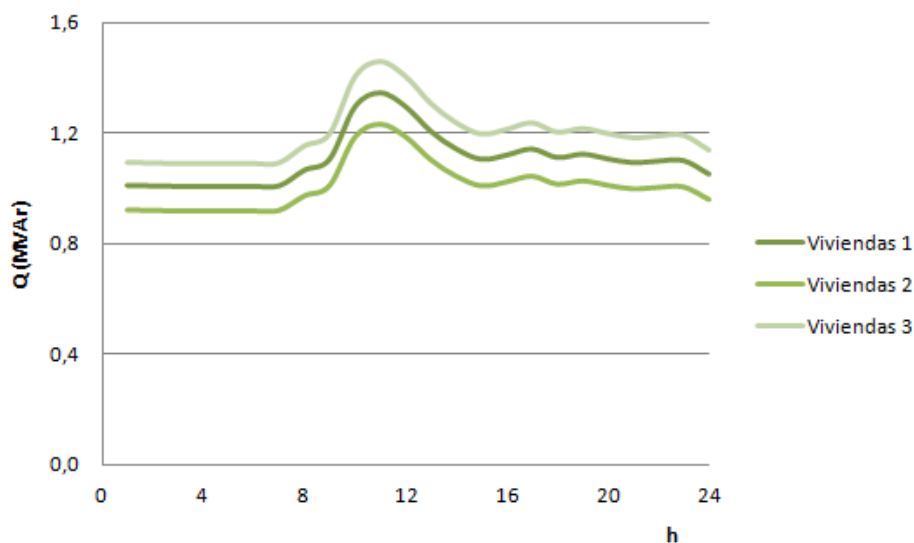
**Figura 6.10:** Viviendas. Potencia individual reactiva en entretiempo

Para obtener el consumo del conjunto de las viviendas dentro de la zona residencial (tabla 6.11) se multiplica este consumo unitario por el número de viviendas por fase mencionado al comienzo del apartado "Viviendas". Su representación gráfica se corresponde con las figuras 6.11 y 6.12.

**Tabla 6.11:** Viviendas. Estimación total de la potencia en entretiempo

Hora	Viviendas 1 (Id. 3)		Viviendas 2 (Id. 4)		Viviendas 3 (Id. 5)	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
1	3,95	1,01	3,62	0,92	4,29	1,10
2	2,74	1,01	2,51	0,92	2,98	1,09
3	2,15	1,01	1,97	0,92	2,34	1,09
4	1,90	1,01	1,73	0,92	2,06	1,09
5	1,82	1,01	1,67	0,92	1,98	1,09
6	1,86	1,01	1,70	0,92	2,02	1,09
7	2,01	1,01	1,83	0,92	2,18	1,09
8	2,32	1,06	2,12	0,97	2,51	1,16
9	2,70	1,10	2,47	1,01	2,93	1,20
10	3,24	1,30	2,96	1,18	3,52	1,41
11	3,54	1,35	3,23	1,23	3,84	1,46
12	3,75	1,30	3,43	1,19	4,07	1,41
13	3,96	1,21	3,62	1,10	4,30	1,31
14	4,37	1,14	4,00	1,04	4,75	1,24
15	4,50	1,10	4,11	1,01	4,88	1,20
16	4,72	1,12	4,31	1,02	5,12	1,22
17	4,49	1,14	4,11	1,04	4,88	1,24
18	4,28	1,11	3,91	1,01	4,64	1,21
19	4,54	1,12	4,15	1,03	4,93	1,22
20	5,11	1,11	4,67	1,01	5,55	1,20
21	5,56	1,09	5,08	1,00	6,03	1,19
22	6,12	1,10	5,59	1,00	6,64	1,19
23	6,02	1,10	5,50	1,01	6,54	1,19
24	5,32	1,05	4,87	0,96	5,78	1,14

**Figura 6.11:** Viviendas. Potencia total activa en entretiempo



**Figura 6.12:** Viviendas. Potencia total reactiva en entretiempo

### 6.1.2. Comercios

Aquí se engloban los locales dedicados a la hostelería y los supermercados y similares. Para su creación se utilizaron principalmente las gráficas y datos relativos de restauración y supermercados del *Proyecto INDEL* de REE para el consumo comercial. En este caso se ha diferenciado únicamente el verano del resto de estaciones, debido al aumento de la demanda en esta época del año.

#### Invierno y entretiempo

En este caso la curva de datos para la potencia activa se han obtenido directamente de las gráficas representadas en el *Proyecto INDEL* mientras que la potencia reactiva se ha estimado teniendo en cuenta los electrodomésticos más significativos de cada local y mayorando con un factor de 3 los datos de consumo de potencia reactiva definida en el *Proyecto INDEL* para hogares.



**Tabla 6.12:** Comercios. Estimación individual de la potencia activa en invierno y entretiempo*Unidades en W*

Hora	Restauración	Supermercados	Media ponderada
1	2700	2300	2580
2	1800	2200	1920
3	1600	2100	1750
4	1500	2800	1890
5	1500	3800	2190
6	1500	4000	2250
7	1600	3900	2290
8	1800	4000	2460
9	2000	3900	2570
10	2300	6200	3470
11	3000	6100	3930
12	4200	6000	4740
13	5200	6000	5440
14	6800	5600	6440
15	7500	3500	6300
16	7200	3100	5970
17	5500	3000	4750
18	4000	5000	4300
19	3800	5200	4220
20	4000	5400	4420
21	5000	4700	4910
22	6000	3000	5100
23	5700	2200	4650
24	4800	2200	4020

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[4].

Para el cálculo de la media ponderada se aproximó a una proporción de un 70 % de establecimientos dedicados a la hostelería (cafeterías, restaurantes, bares...) y un 30 % de comercios de alimentación y otros: de un total de 210 locales, 147 pertenecerían al sector hostería y 63 a establecimientos de alimentación y otros.

**Tabla 6.13:** Comercios. Estimación individual de la potencia reactiva en invierno y entretiempo

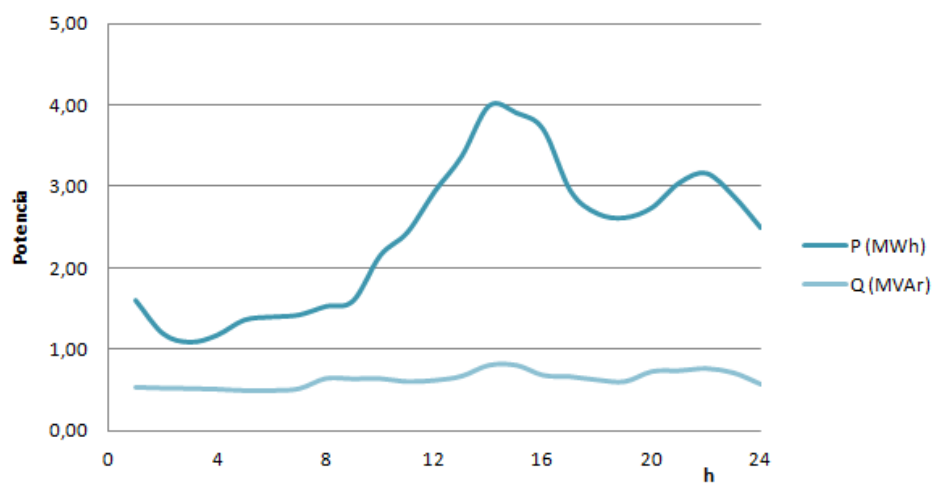
Hora	Restauración			Supermercados			Media ponderada sobre el total
	Microondas	Lavavajillas	Frigorífico + Congelador	Total	Hora Hora	Frigorífico + Congelador	Total
1	0	5	312	316,5	1	312	312
2	0	2	312	314,25	2	312	312
3	0	0	312	312	3	312	312
4	0	0	312	312	4	312	312
5	0	0	312	312	5	312	312
6	0	0	312	312	6	312	312
7	0	2	312	314,25	7	312	312
8	120	5	312	436,5	8	312	312
9	120	9	312	441	9	312	312
10	120	14	312	445,5	10	312	312
11	80	14	312	405,5	11	312	312
12	80	14	312	405,5	12	312	312
13	100	18	312	430	13	312	312
14	120	23	312	454,5	14	312	312
15	140	36	312	488	15	312	312
16	0	45	312	357	16	312	312
17	0	36	312	348	17	312	312
18	0	14	312	325,5	18	312	312
19	0	9	312	321	19	312	312
20	120	14	312	445,5	20	312	312
21	120	23	312	454,5	21	312	312
22	140	36	312	488	22	312	312
23	120	41	312	472,5	23	312	312
24	0	32	312	343,5	24	312	312
							338,25
							332,06
							328,17
							322,50
							312,00
							312,00
							326,78
							409,05
							405,60
							407,10
							384,05
							393,95
							427,60
							464,55
							514,40
							434,25
							423,00
							397,35
							384,30
							464,85
							471,15
							488,00
							454,38
							362,93

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[4].

A partir de la proporción dada por las gráficas y tablas se ha supuesto una media de 19 kW en la hora punta por cada establecimiento y se ha realizado la media ponderada teniendo en cuenta el porcentaje comentado para obtener finalmente la tabla 6.14 y la figura 6.13.

**Tabla 6.14:** Comercios. Estimación total de la potencia en invierno y entretiempo

Hora	Comercios (Id. 2)	
	P (MW)	Q (MVar)
1	1,60	0,54
2	1,19	0,53
3	1,09	0,52
4	1,17	0,51
5	1,36	0,49
6	1,40	0,49
7	1,42	0,52
8	1,53	0,65
9	1,60	0,64
10	2,16	0,65
11	2,44	0,61
12	2,94	0,62
13	3,38	0,68
14	4,00	0,82
15	3,91	0,82
16	3,71	0,69
17	2,95	0,67
18	2,67	0,63
19	2,62	0,61
20	2,75	0,74
21	3,05	0,75
22	3,17	0,77
23	2,89	0,72
24	2,50	0,58



**Figura 6.13:** Comercios. Potencia total en invierno y entretiempo

## Verano

En este caso curva de datos para la potencia activa se han obtenido directamente de las gráficas representadas en el *Proyecto INDEL*. Para la potencia reactiva se ha estimado teniendo en cuenta los electrodomésticos más significativos de cada local y mayorando con un factor de 3 los datos de consumo de potencia reactiva definida en el *Proyecto INDEL* para hogares.

**Tabla 6.15:** Comercios. Estimación individual de la potencia activa en verano

*Unidades en W*

	Restauración	Supermercados	Media ponderada
Hora	P (W)	P (W)	P (W)
1	2700	2300	2580
2	1800	2200	1920
3	1600	2100	1750
4	1500	2800	1890
5	1500	3800	2190
6	1500	4000	2250
7	1600	3900	2290
8	1800	4000	2460
9	2000	3900	2570
10	2300	6200	3470
11	3000	6100	3930
12	4200	6000	4740
13	5200	6000	5440
14	6800	5600	6440
15	7500	3500	6300
16	7200	3100	5970
17	5500	3000	4750
18	4000	5000	4300
19	3800	5200	4220
20	4000	5400	4420
21	5000	4700	4910
22	6000	3000	5100
23	5700	2200	4650
24	4800	2200	4020

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[4].

De nuevo para el cálculo de la media ponderada se aproximó a una proporción de un 70 % de establecimientos dedicados a la hostelería (cafeterías, restaurantes, bares...) y un 30 % de comercios de alimentación y otros: de un total de 210 locales, 147 pertenecerían al sector hostería y 63 a establecimientos de alimentación y otros.

**Tabla 6.16:** Comercios. Estimación individual de la potencia reactiva en verano

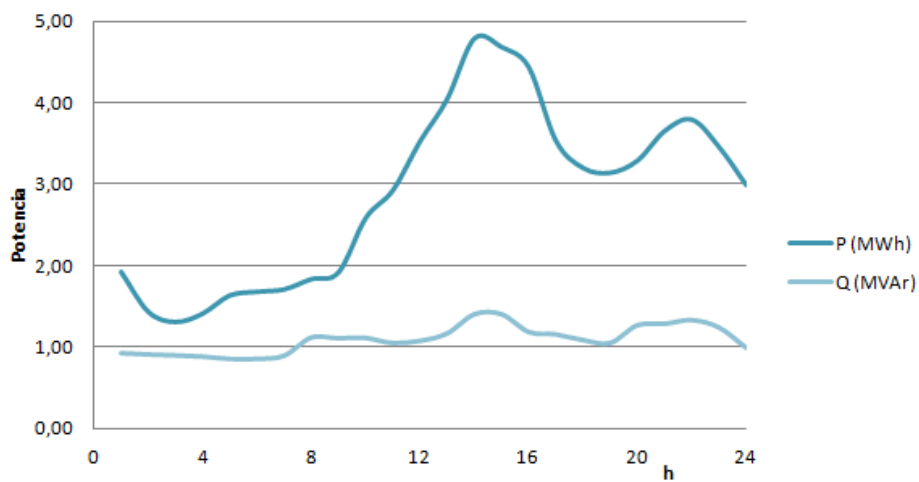
Hora	Restauración			Supermercados			Total	Media ponderada sobre el total
	Microondas	Aire acondicionado	Lavavajillas	Frigorífico + Congelador	Total	Hora Hora	Frigorífico + Congelador	
1	0	33	5	312	349,50	0	312	312,00
2	0	26	2	312	340,65	0	312	312,00
3	0	23	0	312	335,10	0	312	312,00
4	0	15	0	312	327,00	0	312	312,00
5	0	0	0	312	312,00	0	312	312,00
6	0	0	0	312	312,00	0	312	312,00
7	0	13	2	312	327,45	13	312	315,96
8	120	10	5	312	446,40	10	312	314,97
9	120	3	9	312	444,30	3	312	312,99
10	120	2	14	312	447,15	2	312	312,50
11	80	7	14	312	412,10	7	312	313,98
12	80	17	14	312	422,00	17	312	316,95
13	100	33	18	312	463,00	33	312	321,90
14	120	53	23	312	507,30	53	312	327,84
15	140	79	36	312	567,20	79	312	335,76
16	0	91	45	312	447,75	91	312	339,23
17	0	86	36	312	433,80	86	312	337,74
18	0	76	14	312	401,40	76	312	334,77
19	0	66	9	312	387,00	66	312	331,80
20	120	59	14	312	504,90	59	312	329,82
21	120	59	23	312	513,90	59	312	329,82
22	140	53	36	312	540,80	53	312	327,84
23	120	43	41	312	515,40	0	312	312,00
24	0	41	32	312	384,75	0	312	312,00

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[4].

A partir de la proporción dada por las gráficas y tablas, el valor base se ha aumentado un 20 % ( $\approx 22,86kW$ ) con respecto a las medidas tomadas en invierno y entretiempo por cada establecimiento. Se ha realizado la media ponderada teniendo en cuenta el porcentaje para obtener finalmente la tabla 6.17 y la figura 6.14.

**Tabla 6.17:** Comercios. Estimación total de la potencia en verano

Hora	Comercios (Id. 2)	
	P (MW)	Q (MVar)
1	1,92	0,64
2	1,43	0,63
3	1,30	0,62
4	1,41	0,61
5	1,63	0,59
6	1,68	0,59
7	1,71	0,62
8	1,83	0,78
9	1,92	0,77
10	2,59	0,77
11	2,93	0,73
12	3,53	0,75
13	4,05	0,81
14	4,80	0,98
15	4,70	0,98
16	4,45	0,83
17	3,54	0,80
18	3,20	0,76
19	3,15	0,73
20	3,29	0,88
21	3,66	0,90
22	3,80	0,93
23	3,47	0,86
24	3,00	0,69



**Figura 6.14:** Comercios. Potencia total en verano

### 6.1.3. Hotel

En la localidad hay un también un pequeño hotel rural. Para la estimación de la curva de consumo de potencia activa se ha tomado como ejemplo la que aparece en el Proyecto INDEL en el apartado “La demanda turística”. Esta curva se ha adaptado de forma proporcional al pequeño hotel rural con el que se cuenta.

#### Invierno y entretiempo

Al igual que en el caso de los comercios, los datos de la potencia activa se han obtenido directamente de las gráficas representadas en el *Proyecto INDEL* mientras que la potencia reactiva se ha estimado teniendo en cuenta los electrodomésticos más significativos y los datos de consumo de potencia reactiva definida en el *Proyecto INDEL* para hogares.

**Tabla 6.18:** Hotel. Estimación general de la potencia activa en invierno y entretiempo

*Unidades en W*

Hora	$P_{hotel}$
1	28000
2	26000
3	25000
4	25000
5	25000
6	28000
7	38000
8	51000
9	56000
10	52000
11	45000
12	45000
13	48000
14	47000
15	43000
16	42000
17	50000
18	60000
19	65000
20	64000
21	58000
22	47000
23	42000
24	35000

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[5].

**Tabla 6.19:** Hotel. Estimación individual de la potencia reactiva en invierno y entretiempo*Unidades en VAr*

Hora	Frigorífico + Congelador	Lavadora
1	96	0
2	96	0
3	96	0
4	96	0
5	96	0
6	96	0
7	96	0
8	96	0
9	96	5
10	96	10
11	96	30
12	96	30
13	96	15
14	96	5
15	96	0
16	96	0
17	96	0
18	96	0
19	96	0
20	96	0
21	96	0
22	96	0
23	96	0
24	96	0

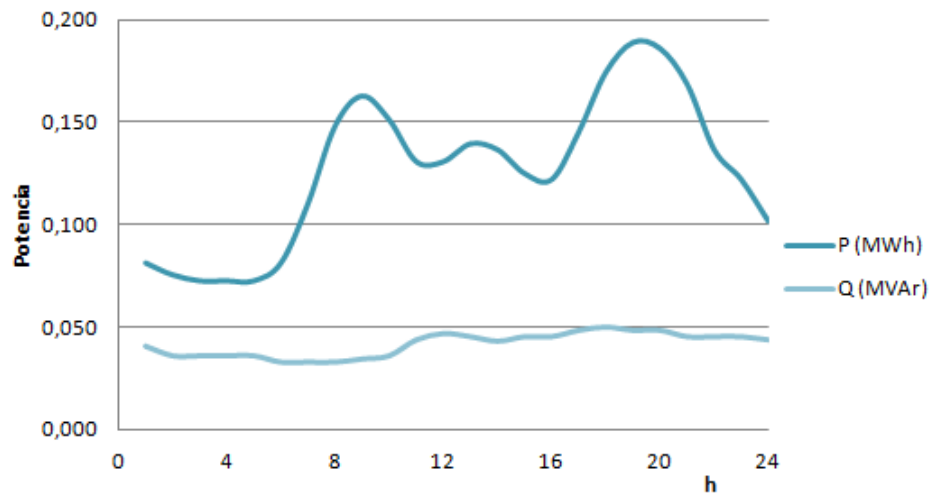
FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[5].

A partir de la proporción dada por las tablas 6.18 y 6.19 para obtener finalmente la tabla 6.20 y la figura 6.15, que tienen en cuenta la dimensión del hotel rural del municipio.



**Tabla 6.20:** Hotel. Estimación total de la potencia en invierno y entretiempo

Hora	Hotel (Id. 1)	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
1	0,081	0,038
2	0,076	0,038
3	0,073	0,038
4	0,073	0,038
5	0,073	0,038
6	0,081	0,038
7	0,110	0,038
8	0,148	0,038
9	0,163	0,040
10	0,151	0,042
11	0,131	0,050
12	0,131	0,050
13	0,140	0,044
14	0,137	0,040
15	0,125	0,038
16	0,122	0,038
17	0,145	0,038
18	0,174	0,038
19	0,189	0,038
20	0,186	0,038
21	0,169	0,038
22	0,137	0,038
23	0,122	0,038
24	0,102	0,038

**Figura 6.15:** Hotel. Potencia total en invierno y entretiempo

## Verano

Como en el caso anterior, los datos de la potencia activa se han obtenido directamente de las gráficas representadas en el *Proyecto INDEL* mientras que la potencia reactiva se ha estimado teniendo en cuenta los electrodomésticos más significativos y los datos de consumo de potencia reactiva definida en el *Proyecto INDEL* para hogares.

**Tabla 6.21:** Hotel. Estimación general de la potencia activa en verano

*Unidades en W*

Hora	$P_{hotel}$
1	28000
2	26000
3	25000
4	25000
5	25000
6	28000
7	38000
8	51000
9	56000
10	52000
11	45000
12	45000
13	48000
14	47000
15	43000
16	42000
17	50000
18	60000
19	65000
20	64000
21	58000
22	47000
23	42000
24	35000

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[5].

**Tabla 6.22:** Hotel. Estimación individual de la potencia reactiva en verano*Unidades en VAr*

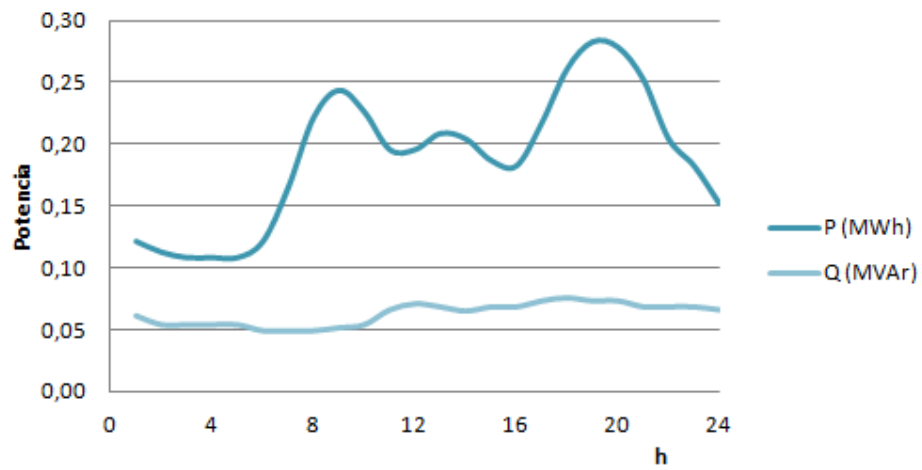
Hora	Aire acondicionado	Frigorífico + Congelador	Lavadora
1	30	96	0
2	15	96	0
3	15	96	0
4	15	96	0
5	15	96	0
6	5	96	0
7	5	96	0
8	5	96	0
9	5	96	5
10	5	96	10
11	10	96	30
12	20	96	30
13	30	96	15
14	33	96	5
15	45	96	0
16	45	96	0
17	55	96	0
18	60	96	0
19	55	96	0
20	55	96	0
21	45	96	0
22	45	96	0
23	45	96	0
24	40	96	0

FUENTE: elaboración propia a partir del *Proyecto INDEL* de REE[5].

A partir de la proporción dada por las tablas 6.21 y 6.22 para obtener finalmente la tabla 6.23 y la figura 6.16, que tienen en cuenta la dimensión del hotel rural del municipio cuyo pico de consumo crece un 50 % en verano.

**Tabla 6.23:** Hotel. Estimación total de la potencia en verano

Hora	Hotel (Id. 1)	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
1	0,122	0,061
2	0,113	0,054
3	0,109	0,054
4	0,109	0,054
5	0,109	0,054
6	0,122	0,049
7	0,166	0,049
8	0,222	0,049
9	0,244	0,051
10	0,227	0,054
11	0,196	0,066
12	0,196	0,071
13	0,209	0,068
14	0,205	0,065
15	0,188	0,068
16	0,183	0,068
17	0,218	0,073
18	0,262	0,076
19	0,284	0,073
20	0,279	0,073
21	0,253	0,068
22	0,205	0,068
23	0,183	0,068
24	0,153	0,066

**Figura 6.16:** Hotel. Potencia total en verano

## 6.2. Industrial

El perfil de las cargas industriales se ha elaborado a partir de un estudio que distinguía cuatro tipos. Estos tipos se han asignado a cada industria y se han adaptado de forma proporcional.

La demanda industrial se encuentra en el Bus 8.

### Invierno y entretiempo

En primer lugar se tiene la tabla 6.24 como modelo para las curvas industriales para invierno y entretiempo.

**Tabla 6.24:** Industria. Estimación dada de la potencia activa en invierno y entretiempo

*Unidades en kW*

Hora	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
1	18	0	42	21
2	17	0	42	21
3	17	0	42	22
4	18	0	41	20
5	19	0	41	20
6	25	0	41	22
7	32,5	0	40	25
8	45	60	40	32
9	52,5	90	40	60
10	55	80	41	62
11	57,5	90	42	70
12	59	100	43	69
13	60	95	44	68
14	60	90	45	64
15	60	20	45	46
16	58	80	45	40
17	59	90	46	58
18	59	85	45	59
19	56	60	45	50
20	52	5	45	48
21	45	0	44	38
22	32	0	44	32
23	28	0	43	22
24	22	0	42	21

FUENTE: elaboración propia a partir de PFC "Modelo de previsión de demanda de electricidad de largo plazo" [6].

El perfil 1 es para las lácteas y para la fábrica de cerveza, el perfil 2 se corresponde con el de la imprenta, el perfil 3 para la industria papelera y la cementera, y finalmente el perfil cuatro es para la industria de reciclaje.

Para la estimación de la potencia reactiva se tomaron valores aleatorios cercanos a un factor de potencia determinado para cada industria ya que la industria en general dispone de compensadores de reactiva (condensadores) para evitar penalizaciones. El resultado final se corresponde con la tabla 6.25 y las figuras 6.17 y 6.18.

**Tabla 6.25:** Industria. Estimación total de la potencia en invierno y entretiempo

BUS 8 hora	Imprenta (Id. 1)		Cementera (Id. 2)		Papelera (Id. 3)		Reciclaje (Id. 4)		Cerveza (Id. 5)		Lácteos (Id. 6)	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	0,00	0,00	2,29	1,06	3,21	1,46	0,88	0,43	1,57	0,70	0,98	0,59
2	0,00	0,00	2,29	1,04	3,21	1,43	0,88	0,44	1,49	0,65	0,93	0,58
3	0,00	0,00	2,29	1,06	3,21	1,51	0,92	0,47	1,49	0,65	0,93	0,55
4	0,00	0,00	2,24	1,07	3,13	1,47	0,84	0,42	1,57	0,69	0,98	0,59
5	0,00	0,00	2,24	1,02	3,13	1,39	0,84	0,42	1,66	0,71	1,04	0,63
6	0,00	0,00	2,24	1,03	3,13	1,43	0,92	0,46	2,18	0,96	1,37	0,81
7	0,00	0,00	2,18	1,02	3,06	1,41	1,05	0,51	2,84	1,22	1,77	1,08
8	1,76	0,90	2,18	1,03	3,06	1,38	1,34	0,68	3,93	1,78	2,46	1,47
9	2,65	1,38	2,18	1,01	3,06	1,38	2,52	1,26	4,59	1,98	2,87	1,73
10	2,35	1,25	2,24	1,02	3,13	1,45	2,60	1,26	4,80	2,09	3,00	1,84
11	2,65	1,40	2,29	1,10	3,21	1,50	2,94	1,45	5,02	2,17	3,14	1,95
12	2,94	1,56	2,35	1,09	3,29	1,46	2,90	1,40	5,15	2,32	3,22	1,98
13	2,79	1,49	2,40	1,12	3,36	1,56	2,86	1,43	5,24	2,25	3,28	2,00
14	2,65	1,38	2,46	1,15	3,44	1,58	2,69	1,32	5,24	2,37	3,28	1,94
15	1,72	0,92	2,46	1,19	3,44	1,53	1,93	0,94	5,24	2,28	3,28	1,95
16	2,35	1,22	2,46	1,13	3,44	1,60	1,68	0,85	5,07	2,17	3,17	1,91
17	2,65	1,41	2,51	1,22	3,52	1,60	2,44	1,20	5,15	2,26	3,22	1,97
18	2,50	1,29	2,46	1,17	3,44	1,57	2,48	1,20	5,15	2,32	3,22	1,95
19	1,76	0,91	2,46	1,16	3,44	1,58	2,10	1,07	4,89	2,20	3,06	1,82
20	0,15	0,08	2,46	1,15	3,44	1,57	2,02	1,03	4,54	1,95	2,84	1,72
21	0,00	0,00	2,40	1,16	3,36	1,58	1,60	0,81	3,93	1,75	2,46	1,47
22	0,00	0,00	2,40	1,11	3,36	1,56	1,34	0,68	2,80	1,27	1,75	1,05
23	0,00	0,00	2,35	1,08	3,29	1,50	0,92	0,46	2,45	1,11	1,53	0,94
24	0,00	0,00	2,29	1,06	3,21	1,47	0,88	0,43	1,92	0,83	1,20	0,74

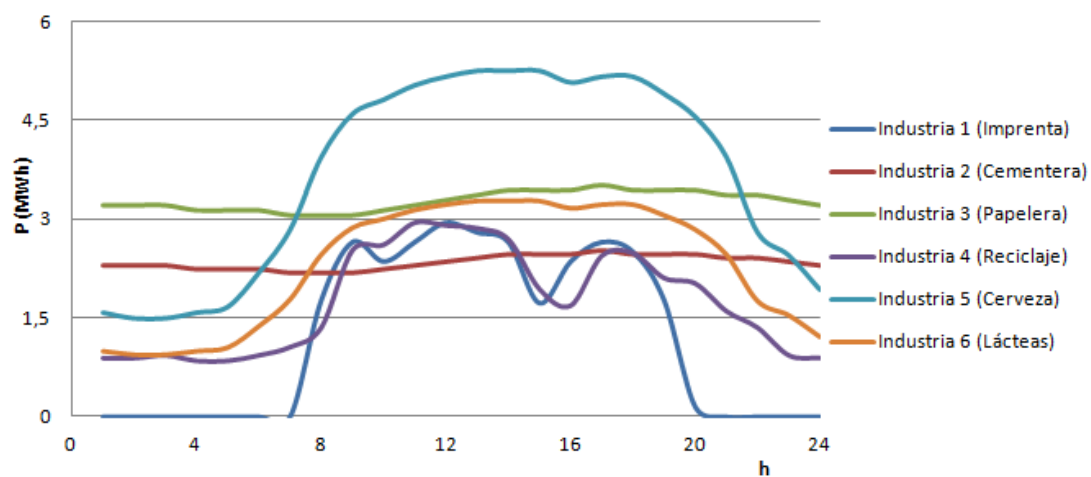


Figura 6.17: Industria. Potencia activa en invierno y entretiempo

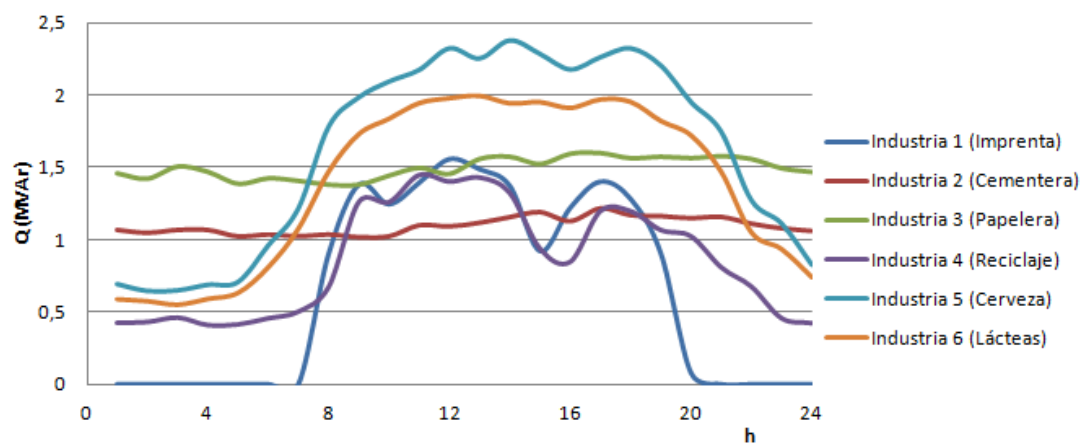


Figura 6.18: Industria. Potencia reactiva en invierno y entretiempo

## Verano

En primer lugar se tiene la tabla 6.26 como modelo para las curvas industriales para verano.

**Tabla 6.26:** Industria. Estimación dada de la potencia activa en verano

*Unidades en kW*

Hora	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4
1	14	0	42	14
2	12	0	42	12
3	12	0	42	12
4	12	0	41	12
5	12	0	41	12
6	22	0	41	14
7	38	0	40	20
8	48	60	40	38
9	55	90	40	68
10	58	80	41	70
11	59	90	42	74
12	60	92	43	73
13	60	90	44	73
14	61	85	45	66
15	60	35	45	42
16	58	80	45	36
17	58	90	46	40
18	58	82	45	66
19	58	65	45	70
20	56	5	45	55
21	50	0	44	40
22	32	0	44	34
23	26	0	43	24
24	20	0	42	18

FUENTE: elaboración propia a partir de PFC "Modelo de previsión de demanda de electricidad de largo plazo" [6].

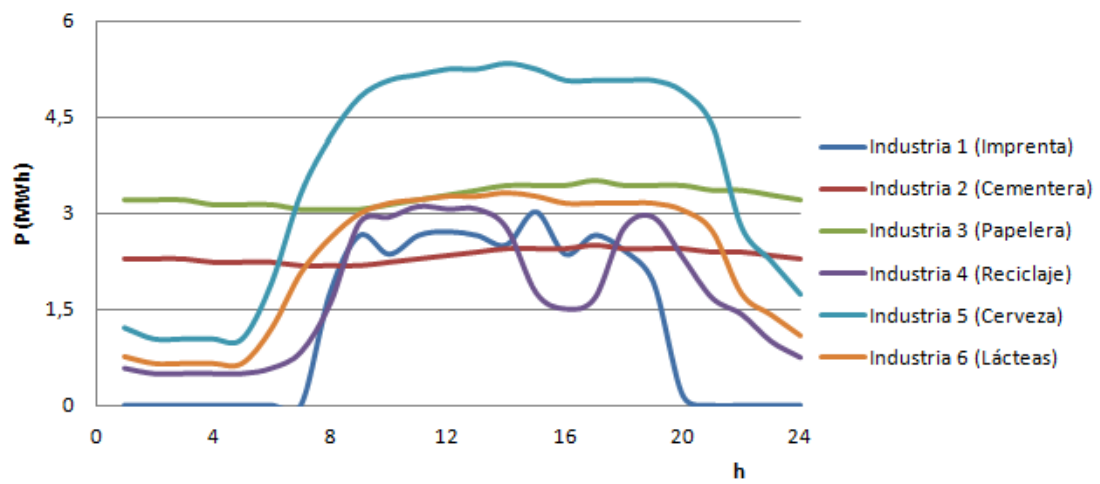
Tal y como se ha descrito para verano y entretiempo, el perfil 1 es para las lácteas y para la fábrica de cerveza, el perfil 2 se corresponde con el de la imprenta, el perfil 3 para la industria papelera y la cementera, y finalmente el perfil cuatro es para la industria de reciclaje.

Para la estimación de la potencia reactiva se tomaron valores aleatorios cercanos a un factor de potencia dado para cada industria ya que la industria en general dispone de compensadores de reactiva (condensadores) para evitar penalizaciones. El resultado final se corresponde con la tabla 6.27 y las figuras 6.19 y 6.20.

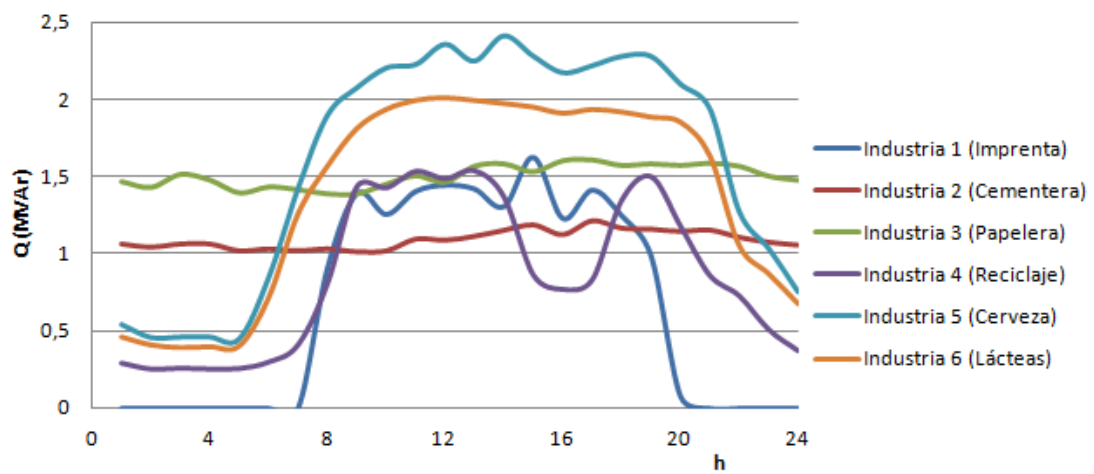


**Tabla 6.27:** Industria. Estimación total de la potencia en verano

BUS 8 hora	Imprenta (Id. 1)		Cementera (Id. 2)		Papelera (Id. 3)		Reciclaje (Id. 4)		Cerveza (Id. 5)		Lácteos (Id. 6)	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	0,00	0,00	2,29	1,06	3,21	1,46	0,59	0,29	1,22	0,54	0,76	0,46
2	0,00	0,00	2,29	1,04	3,21	1,43	0,50	0,25	1,05	0,46	0,66	0,41
3	0,00	0,00	2,29	1,06	3,21	1,51	0,50	0,26	1,05	0,46	0,66	0,39
4	0,00	0,00	2,24	1,07	3,13	1,47	0,50	0,25	1,05	0,46	0,66	0,39
5	0,00	0,00	2,24	1,02	3,13	1,39	0,50	0,25	1,05	0,45	0,66	0,40
6	0,00	0,00	2,24	1,03	3,13	1,43	0,59	0,29	1,92	0,85	1,20	0,71
7	0,00	0,00	2,18	1,02	3,06	1,41	0,84	0,41	3,32	1,42	2,07	1,26
8	1,76	0,90	2,18	1,03	3,06	1,38	1,60	0,80	4,19	1,90	2,62	1,57
9	2,65	1,38	2,18	1,01	3,06	1,38	2,86	1,43	4,80	2,08	3,00	1,81
10	2,35	1,25	2,24	1,02	3,13	1,45	2,94	1,42	5,07	2,20	3,17	1,94
11	2,65	1,40	2,29	1,10	3,21	1,50	3,11	1,53	5,15	2,23	3,22	2,00
12	2,70	1,44	2,35	1,09	3,29	1,46	3,07	1,48	5,24	2,36	3,28	2,01
13	2,65	1,41	2,40	1,12	3,36	1,56	3,07	1,54	5,24	2,25	3,28	2,00
14	2,50	1,30	2,46	1,15	3,44	1,58	2,77	1,37	5,33	2,41	3,33	1,98
15	3,01	1,62	2,46	1,19	3,44	1,53	1,76	0,86	5,24	2,28	3,28	1,95
16	2,35	1,22	2,46	1,13	3,44	1,60	1,51	0,77	5,07	2,17	3,17	1,91
17	2,65	1,41	2,51	1,22	3,52	1,60	1,68	0,83	5,07	2,22	3,17	1,94
18	2,41	1,24	2,46	1,17	3,44	1,57	2,77	1,34	5,07	2,28	3,17	1,92
19	1,91	0,98	2,46	1,16	3,44	1,58	2,94	1,50	5,07	2,28	3,17	1,89
20	0,15	0,08	2,46	1,15	3,44	1,57	2,31	1,18	4,89	2,10	3,06	1,85
21	0,00	0,00	2,40	1,16	3,36	1,58	1,68	0,86	4,37	1,94	2,73	1,63
22	0,00	0,00	2,40	1,11	3,36	1,56	1,43	0,72	2,80	1,27	1,75	1,05
23	0,00	0,00	2,35	1,08	3,29	1,50	1,01	0,51	2,27	1,03	1,42	0,87
24	0,00	0,00	2,29	1,06	3,21	1,47	0,76	0,37	1,75	0,75	1,09	0,67



**Figura 6.19:** Industria. Potencia activa en verano



**Figura 6.20:** Industria. Potencia reactiva en verano

## Capítulo 7

# Simulación y análisis

En este capítulo se estudia el comportamiento de la red dada con las distintas demandas estacionales para los siguientes supuestos: sin generación eólica, generación eólica máxima, generación eólica media y cambios máximos de generación eólica entre horas.

Estos casos se estudian siguiendo el procedimiento esbozado anteriormente:

1. Crear las tablas en Excel con los datos horarios de  $P(\text{MW})$  y  $Q(\text{MVar})$  de generación del parque y de demanda de los nudos industrial y residencial para una estación.
2. Generar el código *Python* en *Matlab* utilizando la tabla anterior.
3. Correr el caso en los datos base del PSS/E para obtener un fichero de texto con los resultados.
4. Exportar el .txt a *Excel* con ayuda de su *Asistente para importar texto* y segregar los datos necesarios con la plantilla de macros para su análisis.

Cuando se modelizó la red en el PSS/E, si se introducían las tres centrales de generación y sólo una de ellas se identificaba como nudo de referencia ( $U, \delta$ ), las otras dos se quedaban como nudo de generación ( $P, U$ ) en los que era necesario conocer la potencia activa, mientras que si se identificaban las tres como nudo de referencia, la potencia a generar necesaria se repartía equitativamente sin respetar los máximos. Finalmente se optó por simular con una única central (Figura 7.1) cuyos máximos fueran la suma de los máximos de las tres centrales y los mínimos la suma de los mínimos de las tres centrales. No hubo problema en realizar esto ya que las tres centrales volcaban al mismo nudo su energía y trabajaban a la misma tensión. Los datos de generación se trataban posteriormente en *Excel* para repartir la energía respetando los límites. En este nudo de referencia se fijaron los siguientes valores:  $U=1,048$  pu y  $\delta = 0$ . En el apartado 7.1.5 se representa un caso con una tensión de referencia menor para poder compararlo.

En el caso del nudo del parque eólico, se le impuso ser de generación ( $P, U$ ). Sin embargo, los límites de potencia reactiva para regular la tensión son modestos. Cuando la tensión impuesta por otros nudos (en este caso el de referencia) es tal que implica valores de regulación imposibles para este nudo, el programa PSS/E llega al límite de la reactiva y lo “suelta”, es decir, lo trata como un nudo de carga. Por tanto, la potencia reactiva para todos los casos es igual a  $-3,6$  MVar, es decir, absorbe  $3,6$  MVar de la red. Esto se puede tomar como valor extremo para conocer la máxima reactiva que deberían dar las centrales convencionales, pero no siempre será así ya que, como se ha comentado, en los aerogeneradores se puede regular la reactiva (ver anexo A).

El análisis realizado se corresponde con la potencia activa que deberán dar las centrales convencionales, la tensión en los nudos y su variación y la relación demanda-tensión, además de la identificación de sobrecargas en las líneas así como otras incidencias en el caso de que se dieran.

En los casos subyacentes la potencia activa generada por la central Hitachi estará representada por P1 y la reactiva por Q1, la central Mars tendrá P2 para su potencia activa y Q2 para su reactiva y en la central Titan P3 representará la potencia activa y Q3 la reactiva.

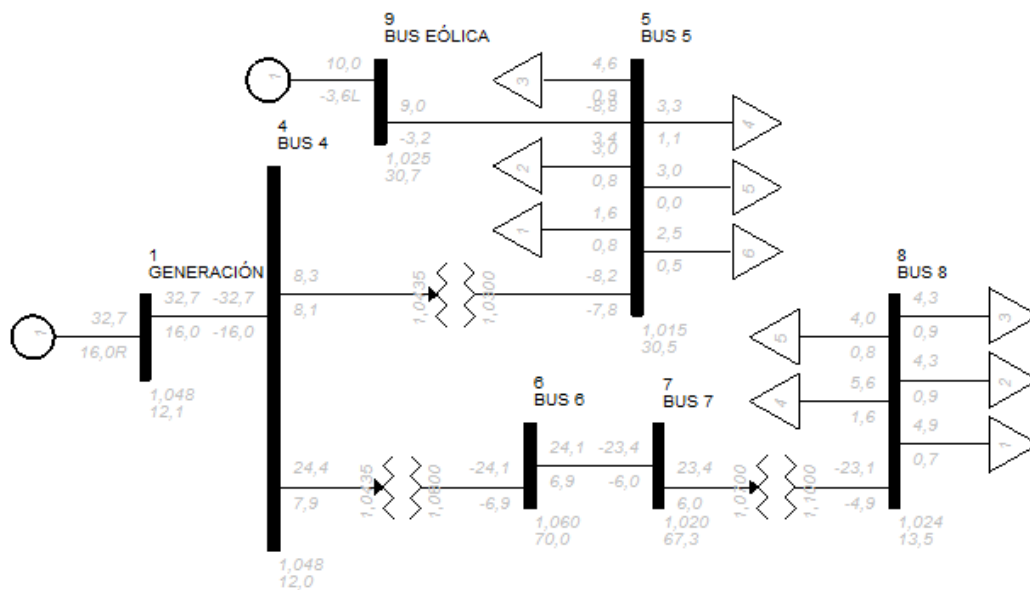


Figura 7.1: Red eléctrica para la simulación

## 7.1. Potencias

### 7.1.1. Sin eólica

Este caso simula la red inicial sin la instalación del parque eólico por lo que no se ve afectada por el requerimiento de reactiva del parque que el programa PSS/E considera en las simulaciones.

La potencia activa generada en estos casos (figuras 7.2, 7.4 y 7.6) depende como mínimo de dos de las centrales de gas en todas las horas excepto para verano. Por otro lado, el consumo máximo está alrededor de 41 MWh para invierno, 38 MWh para verano y 37 MWh en entretiempo mientras que el máximo de generación de las centrales es de 44 MW por lo que si hubiera una incidencia en alguna central en los puntos álgidos de consumo para todas las estaciones es probable que no fuera salvable. En el caso de la potencia reactiva (figuras 7.3, 7.5 y 7.7), puede ser cubierta por una única central excepto en las horas centrales del día.

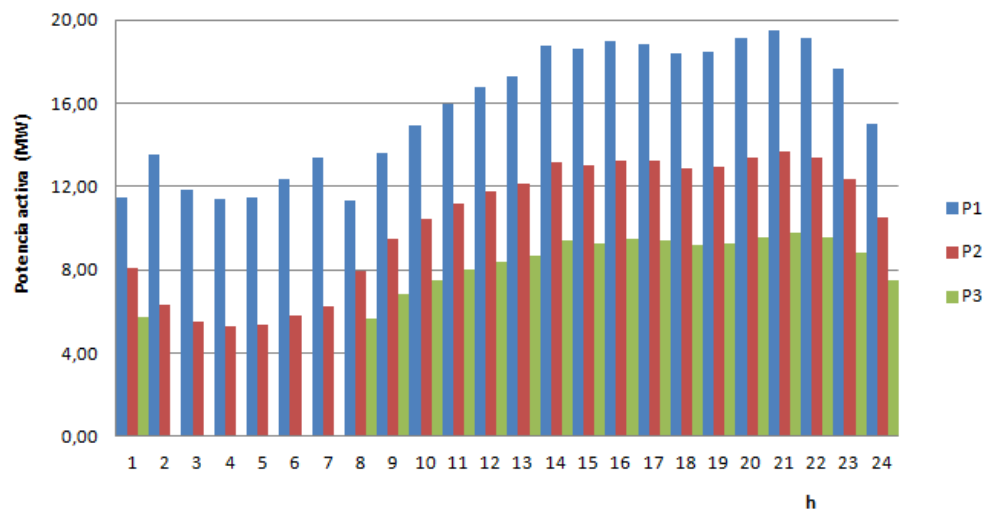
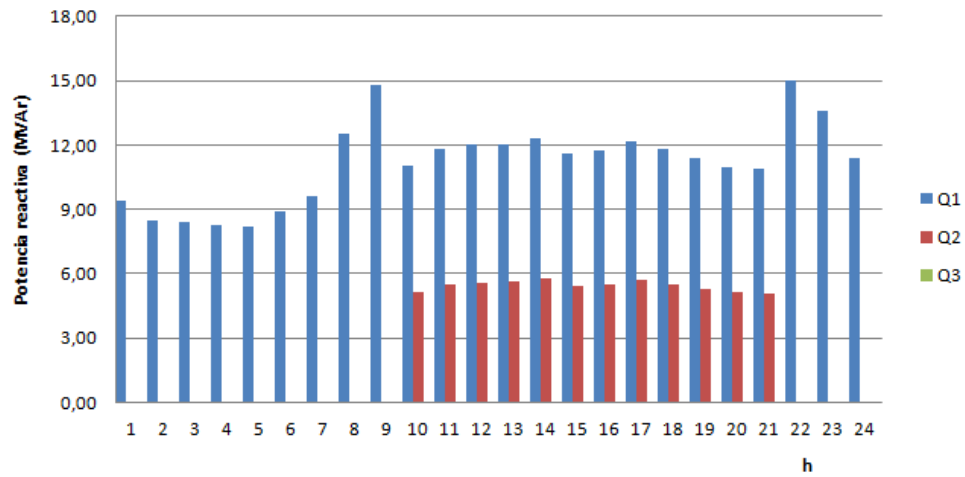
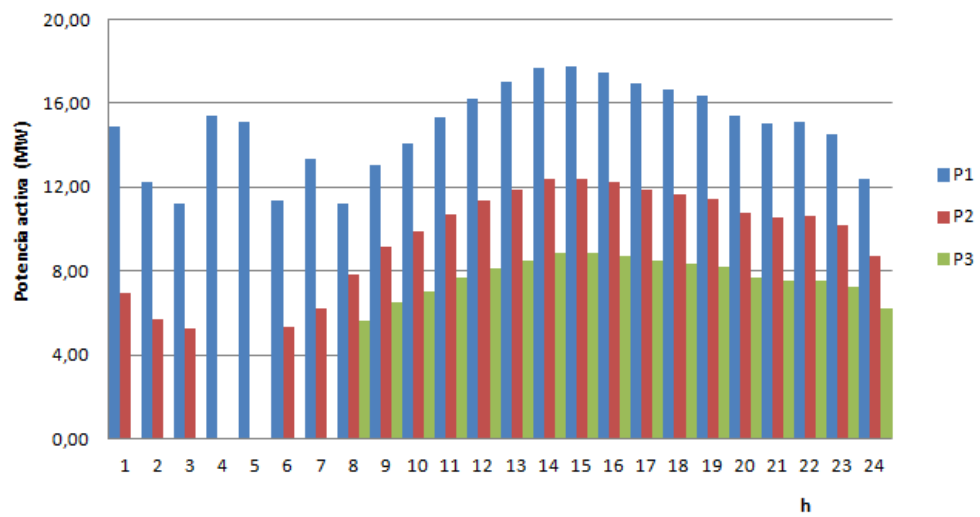


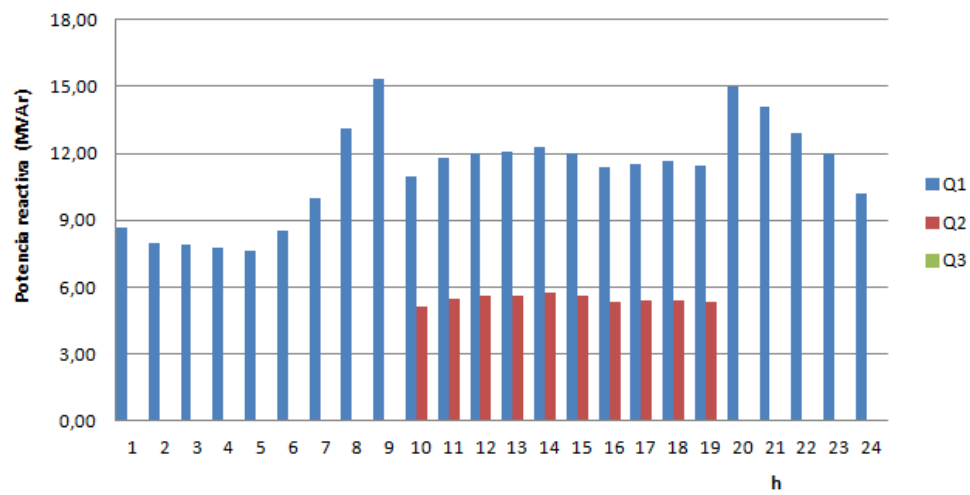
Figura 7.2: Invierno. Potencia activa centrales sin eólica



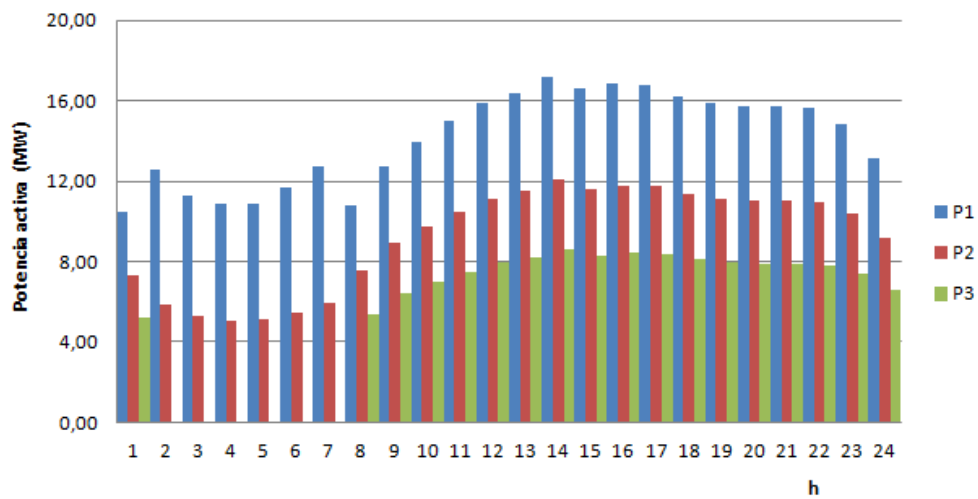
**Figura 7.3:** Invierno. Potencia reactiva centrales sin eólica



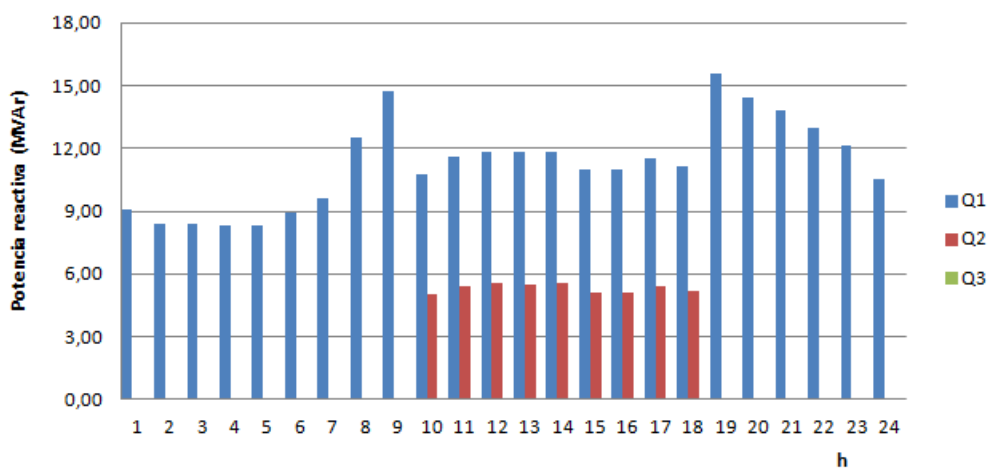
**Figura 7.4:** Verano. Potencia activa centrales sin eólica



**Figura 7.5:** Verano. Potencia reactiva centrales sin eólica



**Figura 7.6:** Entretiempo. Potencia activa centrales sin eólica



**Figura 7.7:** Entretiempo. Potencia reactiva centrales sin eólica

### 7.1.2. Con eólica máxima

Un estudio interesante es cómo afecta la generación máxima de eólica (10,8 MW para el total del parque) a la producción de las centrales convencionales. En las gráficas de potencia activa para las estaciones (figuras 7.8, 7.10 y 7.12) se comprueba que para las horas de consumo mínimo (entre la 1 y las 8 de la mañana) sólo sería necesario tener una central térmica y, además, dentro de éstas, en las horas de menor consumo, su generación se reduciría casi un 50 %. En el caso de las horas de mayor consumo, si el parque proporcionara una cantidad significativa de energía (como en el caso de la máxima generada) se podría reducir la gravedad de una incidencia si una de las centrales tiene un problema. En esta situación el origen de la energía consumida total tendría entre un 33 % y un 36 % de origen eólico, dependiendo de la estación. El margen de reserva de trabajar sin eólica a trabajar con eólica máxima para el mayor consumo (41 MWh), pasaría de 3 MWh a 13,8 MWh.

Tal y como se ha comentado al principio de este capítulo, el programa PSS/E en las simulaciones situaba la potencia reactiva al mínimo (-3,6 MVar), por ello, la potencia reactiva generada (figuras 7.9, 7.11 y 7.13) aumenta con respecto al caso inicial sin generación de eólica. Estas soluciones no se ajustan de forma exacta a la realidad, ya que se podría regular el consumo-generación de energía del parque eólico dentro de unos márgenes si se ajustara la tensión del nudo de referencia a un valor menor.

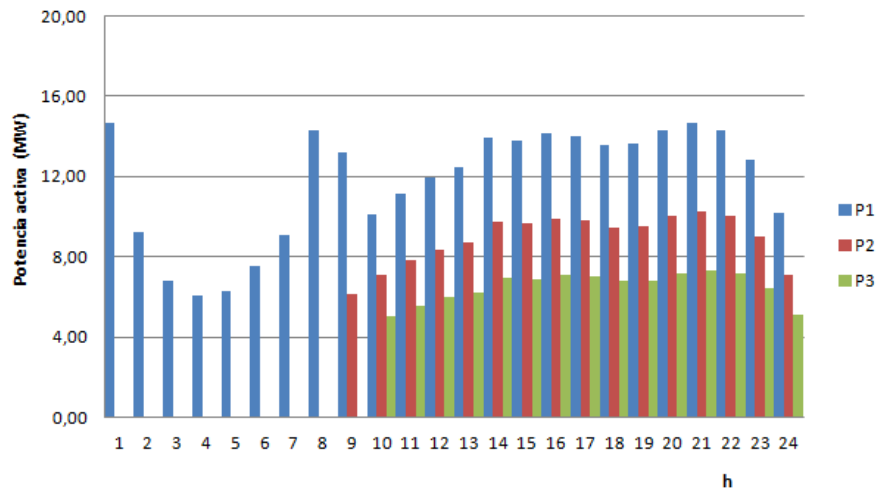


Figura 7.8: Invierno. Potencia activa centrales con eólica máxima

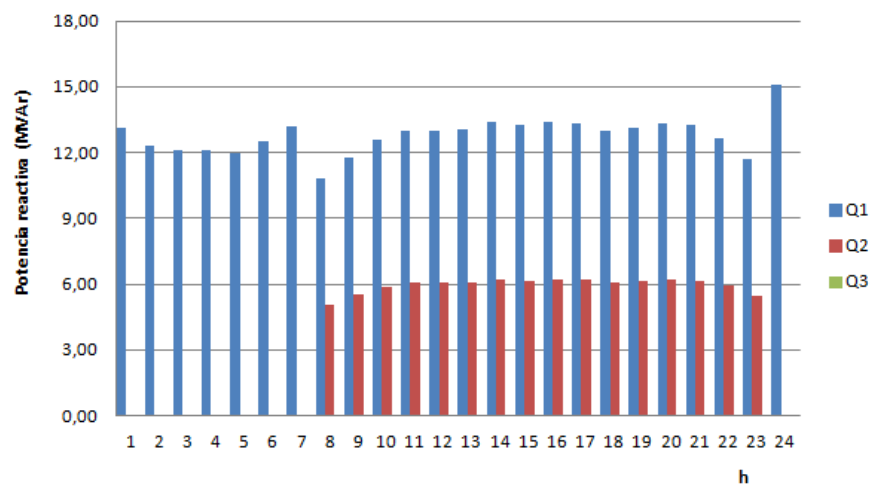


Figura 7.9: Invierno. Potencia reactiva centrales con eólica máxima

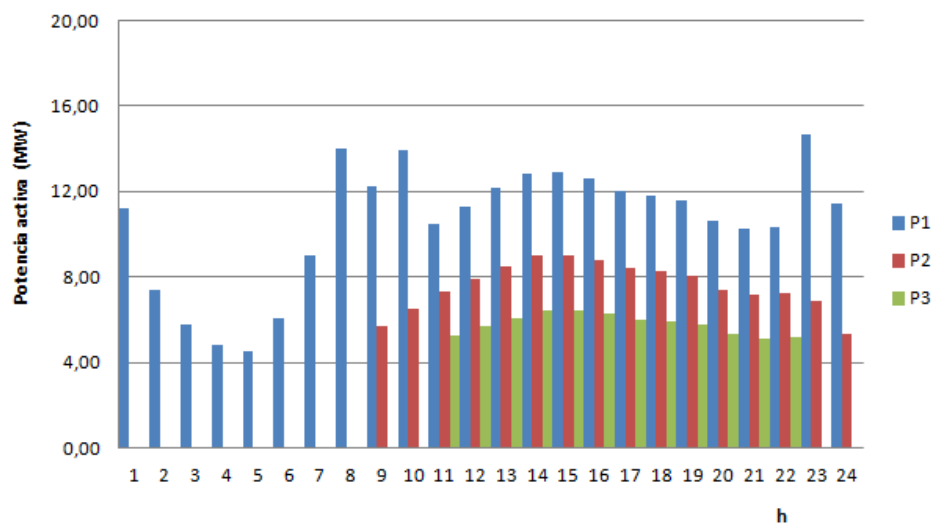


Figura 7.10: Verano. Potencia activa centrales con eólica máxima

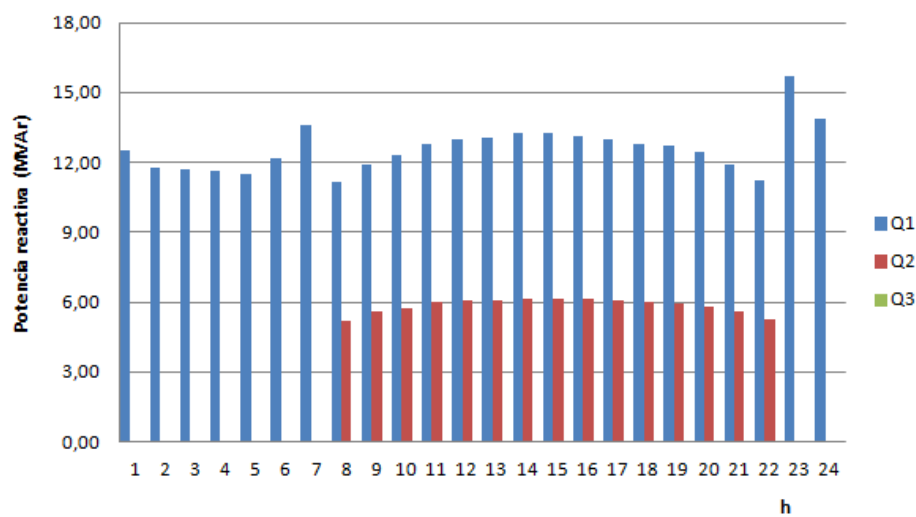


Figura 7.11: Verano. Potencia reactiva centrales con eólica máxima



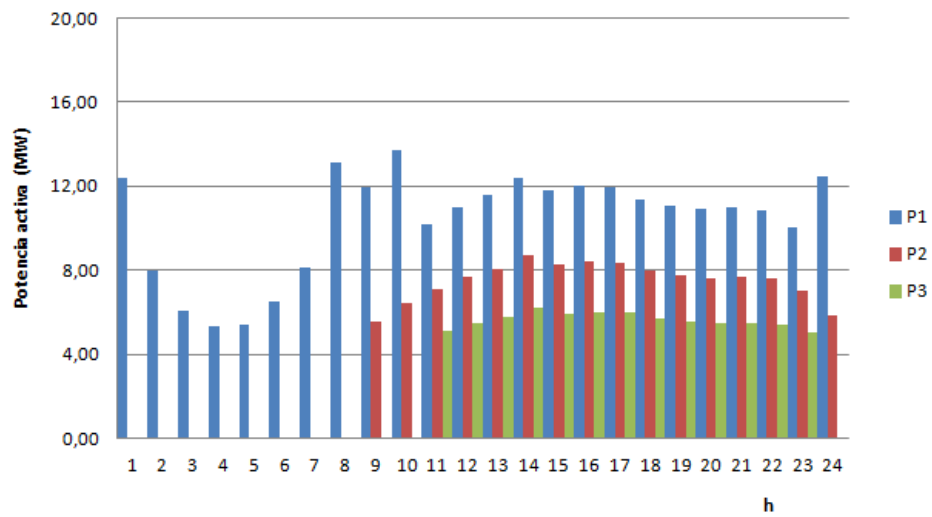


Figura 7.12: Entretiempo. Potencia activa centrales con eólica máxima

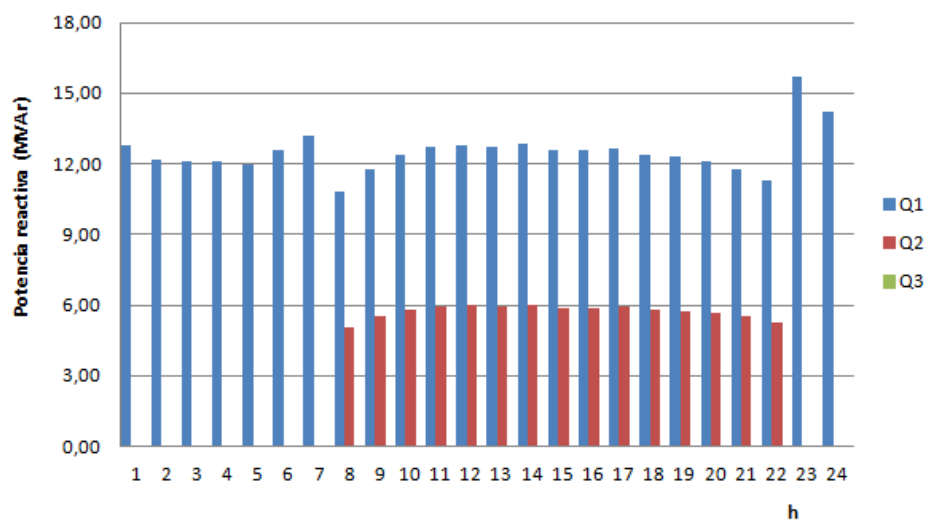


Figura 7.13: Entretiempo. Potencia reactiva centrales con eólica máxima

### 7.1.3. Con eólica media

Con el fin de conocer el comportamiento de la red en un estado medio de producción del parque eólico, se ha simulado la red para los valores medios horarios que se muestran en la tabla 7.1 para las tres estaciones consideradas. En esta situación se cubriría alrededor de un 15 % de la demanda con energía eólica, dependiendo de la estación. En este caso el margen de reserva de trabajar sin eólica a trabajar con eólica media para el mayor consumo horario (41 MWh), pasaría de 3 MWh a aproximadamente 7,68 MWh.

**Tabla 7.1:** Producción media del parque eólico por estaciones

<i>Potencia en MWh</i>			
Hora	Entretiempo	Invierno	Verano
1	4,64	4,42	4,12
2	4,68	4,51	4,19
3	4,59	4,41	4,06
4	4,63	4,51	3,88
5	4,45	4,48	3,72
6	4,46	4,39	3,68
7	4,41	4,41	3,62
8	4,46	4,35	3,98
9	4,78	4,40	4,31
10	4,91	4,51	4,90
11	5,08	4,69	5,15
12	5,18	4,99	5,23
13	5,32	5,24	5,21
14	5,38	5,29	5,32
15	5,51	5,29	5,47
16	5,41	5,31	5,49
17	5,34	5,10	5,41
18	5,00	4,70	5,37
19	4,67	4,15	5,26
20	4,50	4,18	5,09
21	4,39	4,24	4,68
22	4,40	4,43	4,20
23	4,59	4,64	4,16
24	4,60	4,62	4,11

En las figuras de potencia activa para las estaciones (figuras 7.14, 7.16 y 7.18) se aprecia que entre las 2 y las 6-7 de la mañana, de nuevo sólo sería necesario tener una central térmica, menos horas que en el caso de eólica máxima, pero significativo igualmente. En el caso de las horas de mayor consumo sería necesario disponer de las tres centrales de nuevo.

Para el análisis de la potencia reactiva es válido el mismo comentario que en el apartado 7.1.2 anterior.

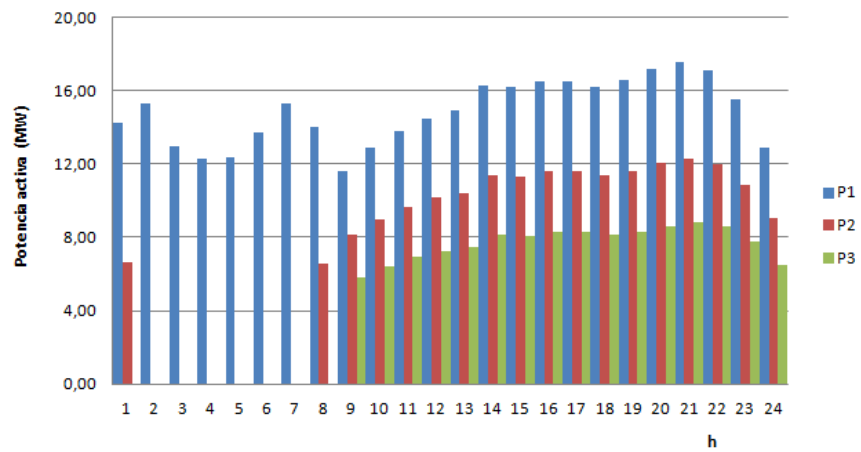


Figura 7.14: Invierno. Potencia activa centrales con eólica media

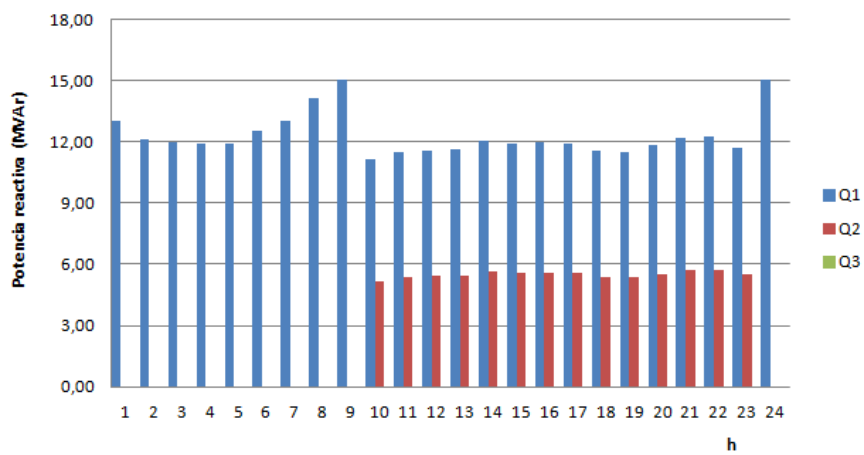


Figura 7.15: Invierno. Potencia reactiva centrales con eólica media

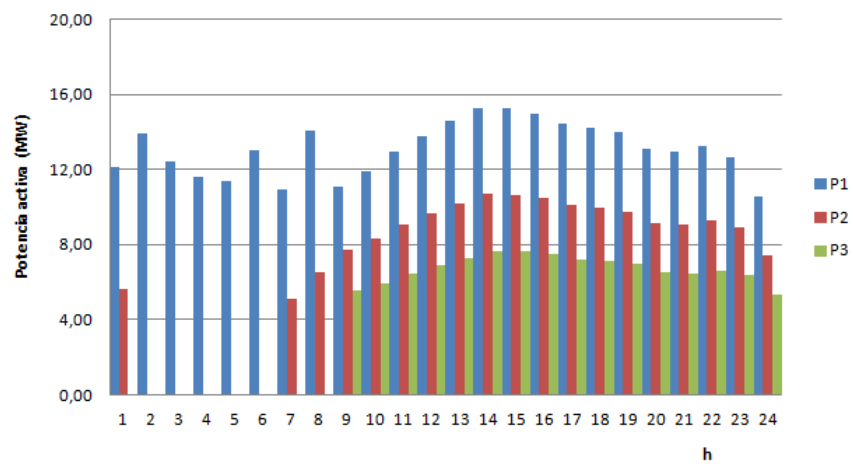


Figura 7.16: Verano. Potencia activa centrales con eólica media

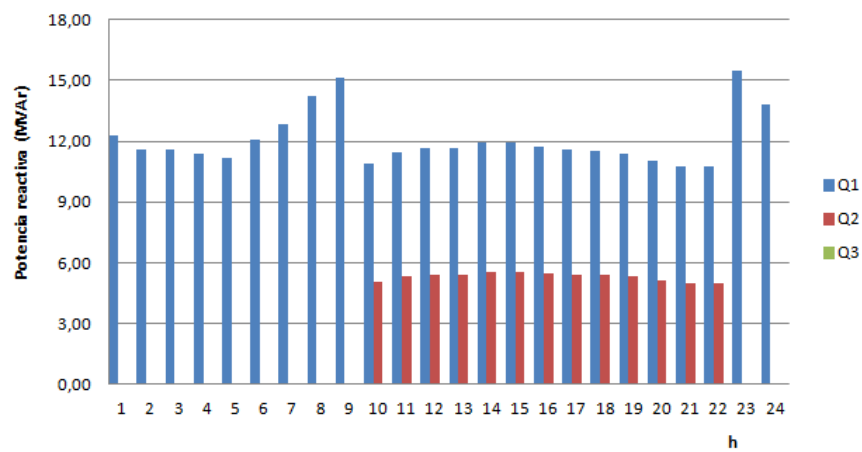


Figura 7.17: Verano. Potencia reactiva centrales con eólica media

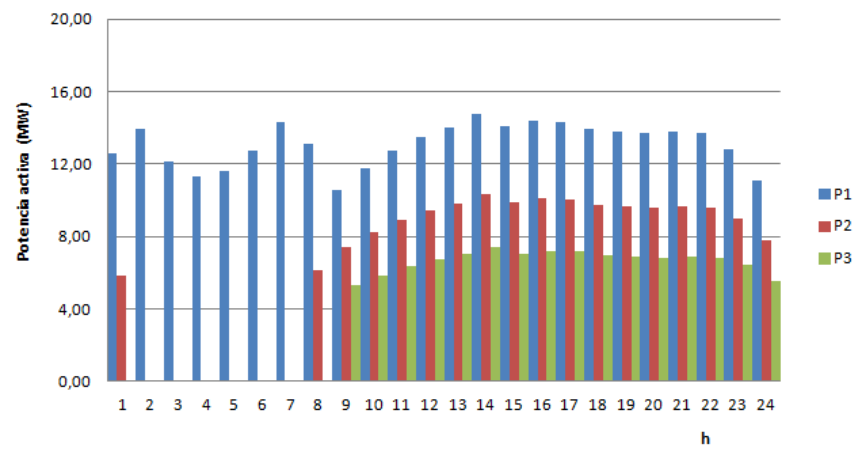


Figura 7.18: Entretiempo. Potencia activa centrales con eólica media

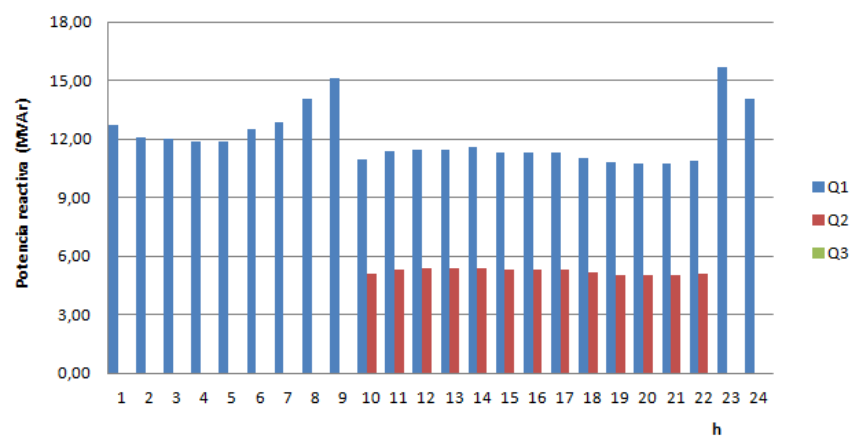


Figura 7.19: Entretiempo. Potencia reactiva centrales con eólica media

#### 7.1.4. Rampas máximas de eólica

Otro estudio interesante es conocer la máxima variación entre horas de energía eólica producida para determinar la actuación de las centrales convencionales ante tal situación. En este caso se han estudiado dos variaciones máximas entre horas consecutivas, la máxima positiva y la máxima negativa, para los datos de cada estación del año (tabla 7.2). A continuación, esa generación se ha enfrentado al consumo previsto para dichas estaciones en las horas a las que se producían las rampas máximas.

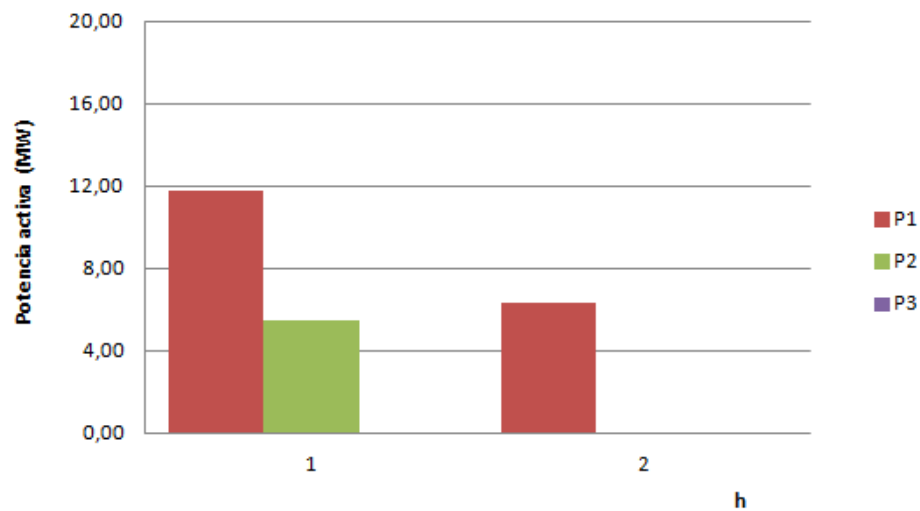
**Tabla 7.2:** Variaciones máximas de generación eólica

<b>Invierno</b>	Año	Mes	Día	Hora	$P_{eólica}(MW)$	$\Delta P(MW)$
Rampa 1	2011	8	22	3	0,25	10,36
	2011	8	22	4	10,61	
Rampa 2	2010	7	2	14	10,80	-9,44
	2010	7	2	15	1,36	
<b>Verano</b>						
Rampa 1	2011	1	26	7	0,48	10,32
	2011	1	26	8	10,80	
Rampa 2	2008	12	26	22	10,61	-10,07
	2008	12	26	23	0,54	
<b>Entretiempo</b>						
Rampa 1	2008	11	28	1	0,48	10,32
	2008	11	28	2	10,80	
Rampa 2	2008	12	20	2	10,54	-9,57
	2008	12	20	3	0,98	

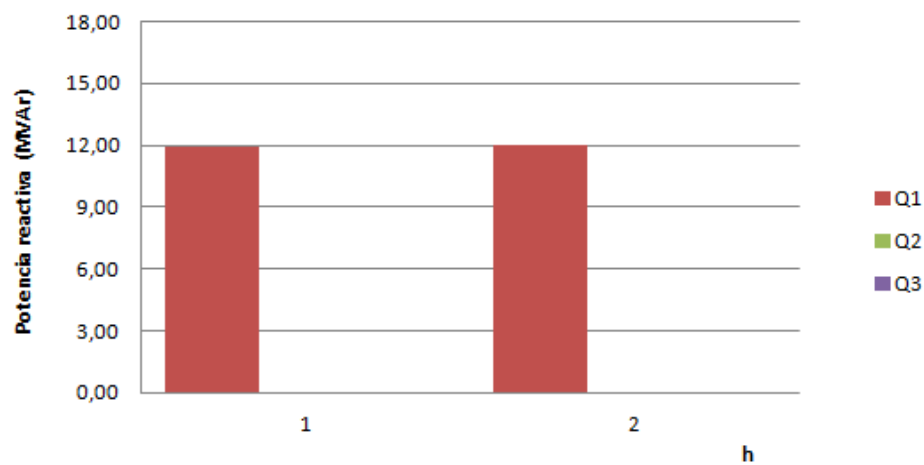
En las gráficas la hora 1 hará referencia a la primera y la hora 2 a la segunda, independientemente de la hora a la que haga referencia la simulación.

Tras el análisis de las gráficas se encuentra un cuadro resumen (tabla 7.2) en el que se detalla la energía que debería aportar cada central para cumplir las exigencias de las rampas eólicas consideradas.

En el primer caso considerado para invierno la demanda de potencia activa pasa de ser cubierta por dos centrales (figura 7.20), ya que la generación de eólica es apenas significativa, a estar cubierta por una única, dado que el parque eólico llega a casi alcanzar el máximo de su capacidad. La potencia reactiva (figura 7.21), en cambio, es cubierta por una única central y prácticamente constante ya que la demanda varía muy poco.

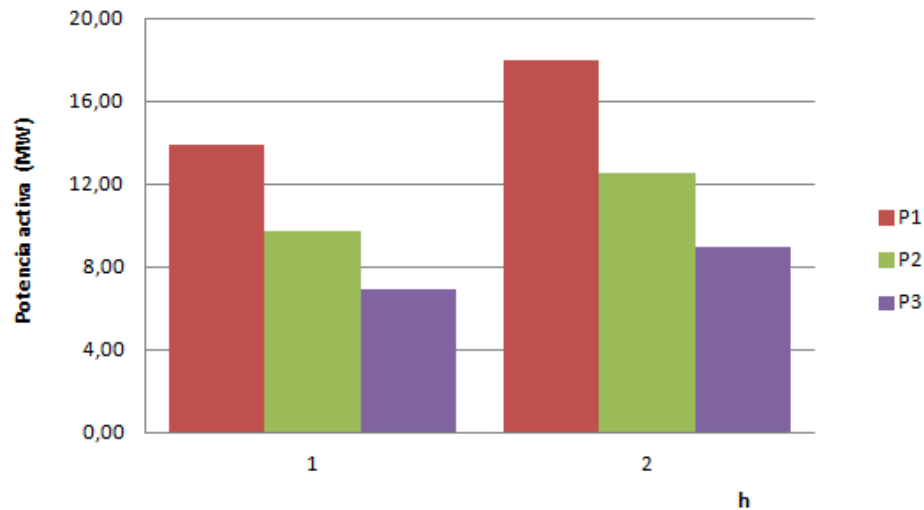


**Figura 7.20:** Invierno. Variación máxima positiva de P

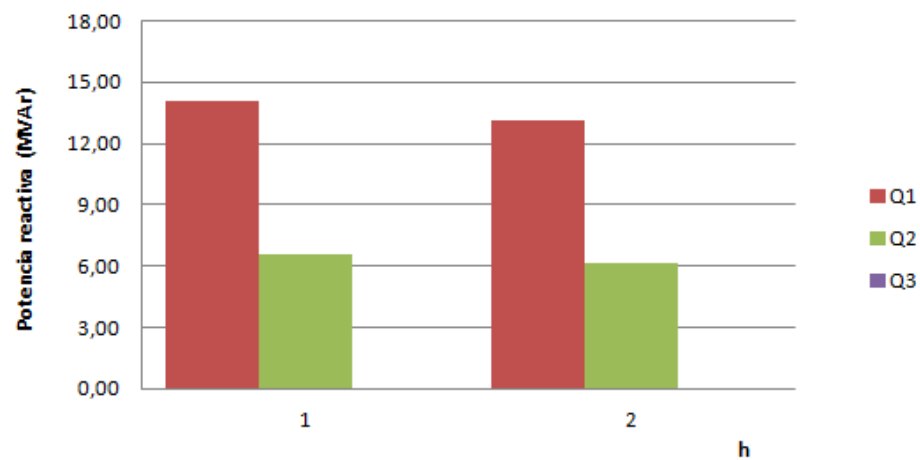


**Figura 7.21:** Invierno. Variación máxima positiva de Q

Para el segundo caso considerado en invierno la demanda de potencia activa es cubierta en ambas horas por las tres centrales (figura 7.22), la demanda en la primera hora es elevada y apenas cae 1 MW, pero la potencia generada por el parque cae algo menos de 10 MW, por lo que las centrales tendrán que repartirse una rampa ascendente de unos 8 MW. La potencia reactiva (figura 7.23) varía lo poco que cambia la demanda.

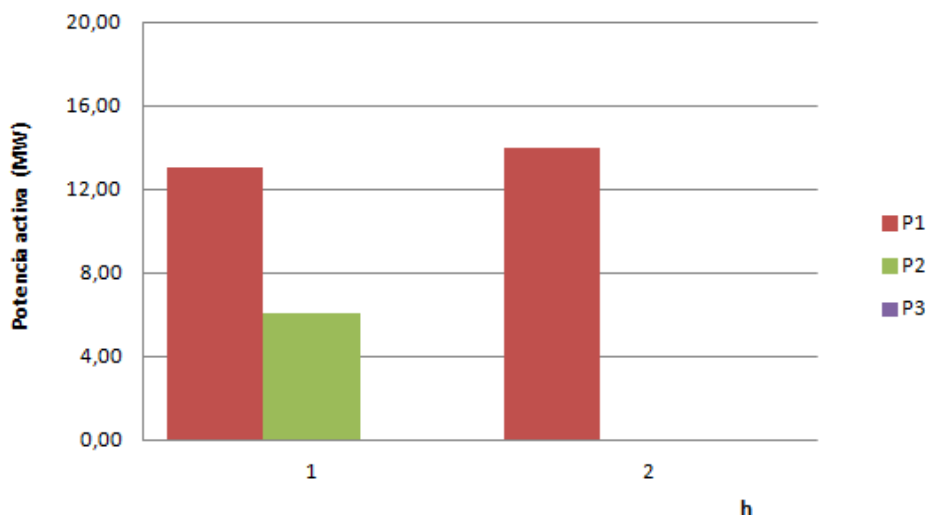


**Figura 7.22:** Invierno. Variación máxima negativa de P

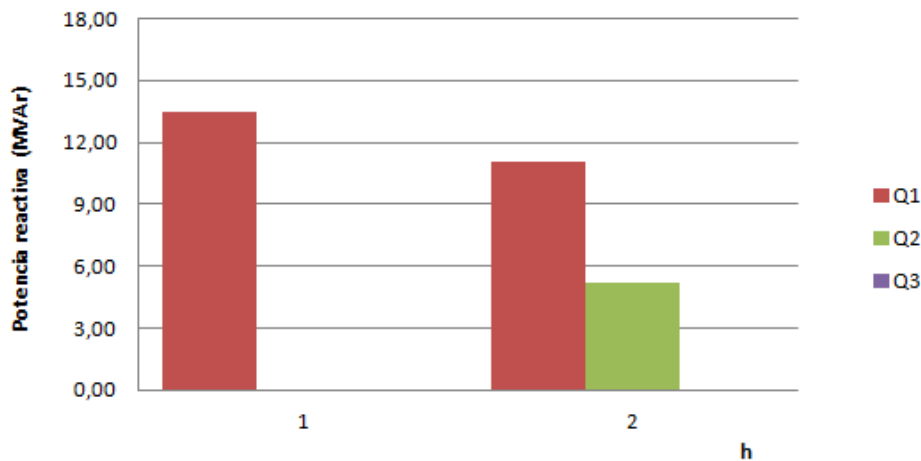


**Figura 7.23:** Invierno. Variación máxima negativa de Q

En la primera variación considerada para verano la demanda aumenta aproximadamente 5 MW en su paso de la primera hora a la segunda, la generación eólica pasa de ser apenas significativa a su máximo, por lo que, a pesar de ese aumento, la demanda de potencia activa en la segunda hora puede ser cubierta por una única central (figura 7.24). El cambio que se produce en la energía reactiva no puede ser cubierto por una única central (figura 7.25) por lo que la simulación entra en conflicto con la realidad. Esto ocurre al tener que cubrir potencia reactiva con una central que no está operando. Como se ha comentado, en realidad en el parque eólico se puede regular la potencia reactiva dentro de unos límites, por lo que, si el parque consumiera como máximo 2,4 MVar en vez de los 3,6 MVar por defecto del PSS/E, su demanda sí que podría ser cubierta únicamente por la central Hitachi.



**Figura 7.24:** Verano. Variación máxima positiva de P

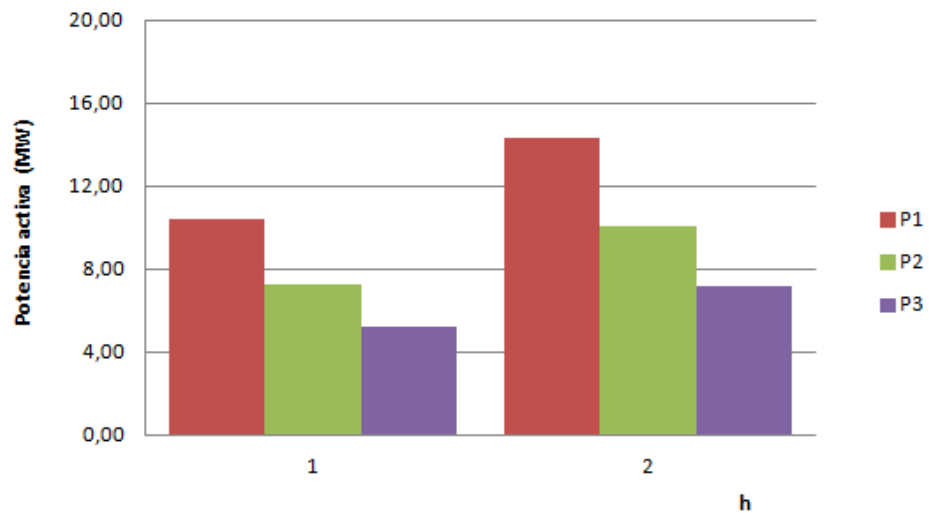


**Figura 7.25:** Verano. Variación máxima positiva de Q\*

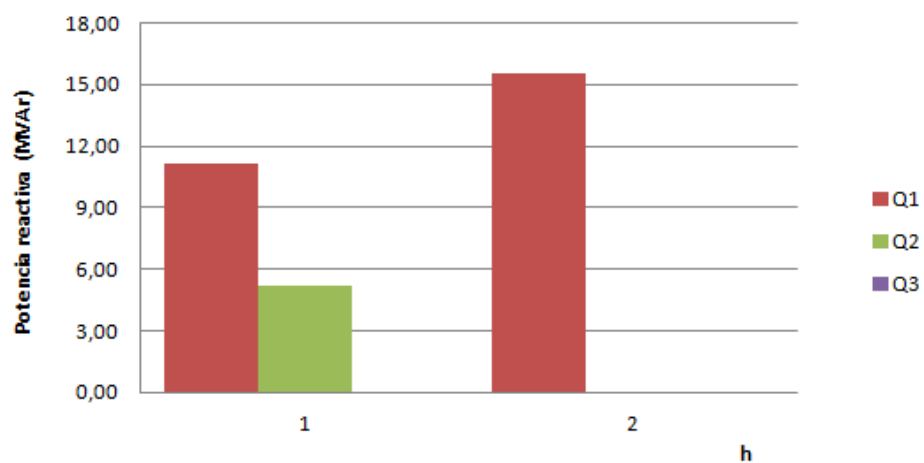
\*Nota: caso imposible, tal y como se comenta arriba.



Para este segundo caso de verano, la demanda de potencia activa cae algo más de 1 MW y la generación de eólica algo más de 10 MW, en ambos casos todas las centrales están conectadas a red, por lo que la generación de una hora a otra sube unos 8 MW (figura 7.26), caso parecido a lo comentado para la figura 7.22. En el caso de la potencia reactiva (figura 7.27) el cambio es más significativo ya que la demanda puede ser cubierta por la central Hitachi.

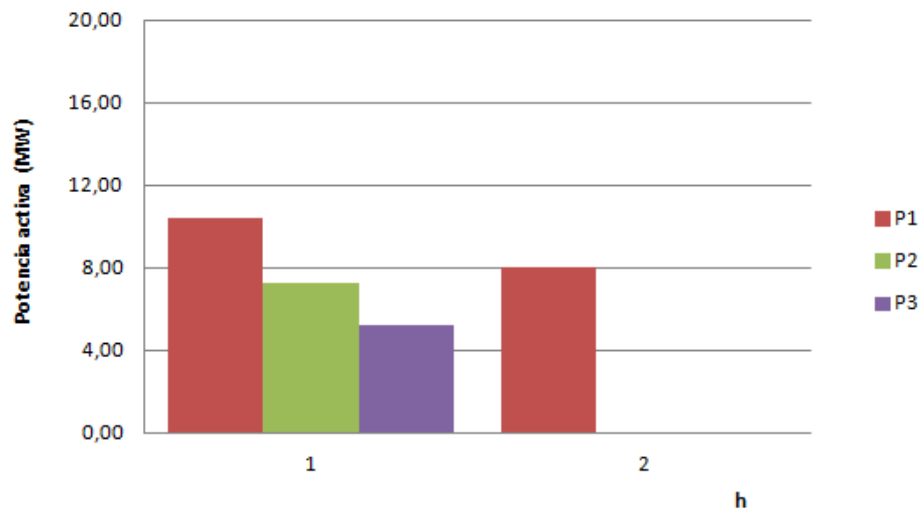


**Figura 7.26:** Verano. Variación máxima negativa de P

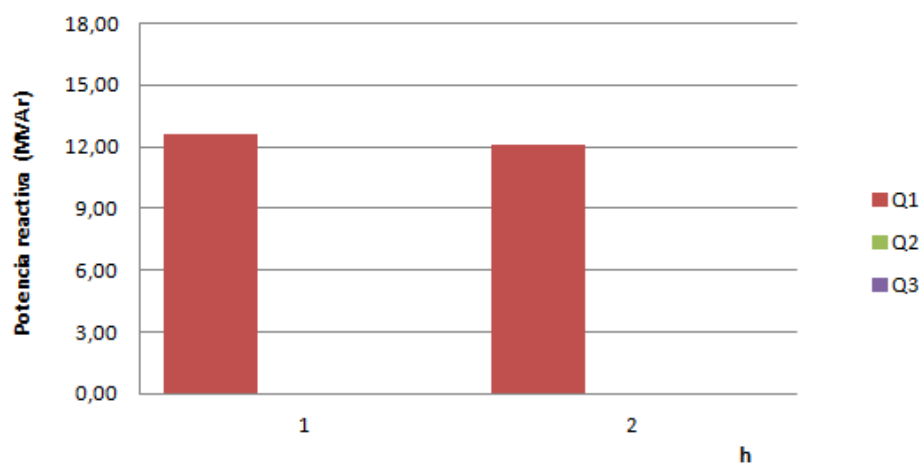


**Figura 7.27:** Verano. Variación máxima negativa de Q

En este caso de entretiempo la demanda cae menos de 4 MW mientras que la potencia generada por el parque pasa de 0,5 MW aproximadamente a su máximo, 10,8 MW por lo que se juntan ambas situaciones haciendo que se puedan desconectar hasta dos de las centrales (figura 7.28). En la potencia reactiva (figura 7.29) la disminución en la demanda hace que sea posible seguir cubriéndolo con una única central.

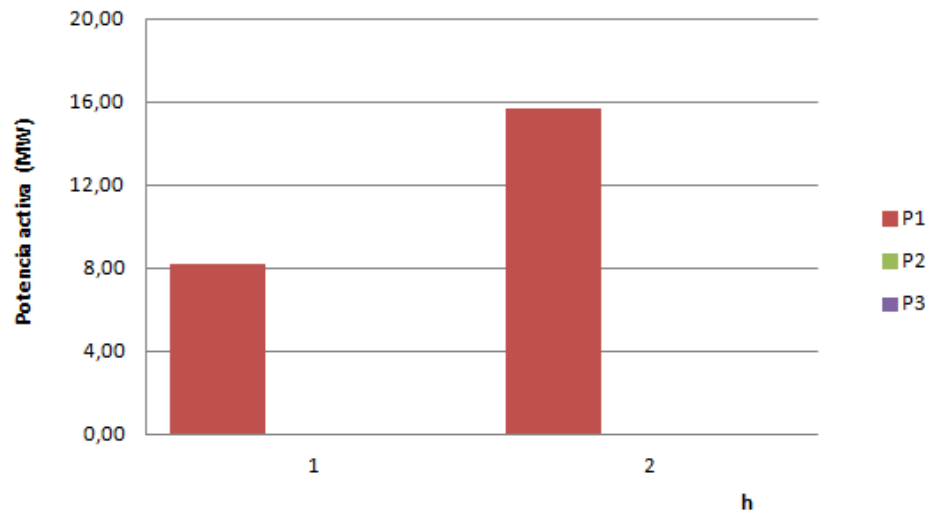


**Figura 7.28:** Entretiempo. Variación máxima positiva de P

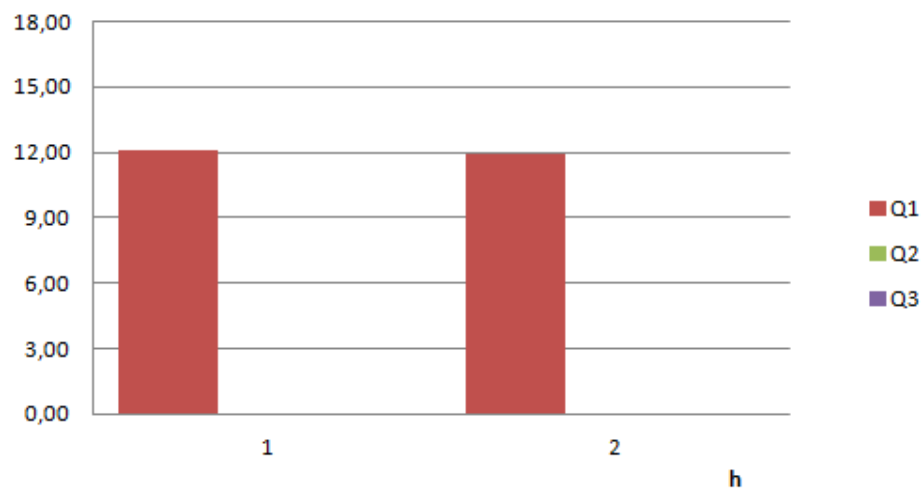


**Figura 7.29:** Entretiempo. Variación máxima positiva de Q

Finalmente, para el último caso y segundo de entretiempo, la demanda cae alrededor de 1 MW a la vez que la generación del parque cae poco más de 10 MW, situación que puede ser controlada únicamente aumentando la generación de la central Hitachi (figura 7.30), al igual que para la potencia reactiva donde, sin embargo, habrá que disminuir ligeramente la generación (figura 7.31).



**Figura 7.30:** Entretiempo. Variación máxima negativa de P



**Figura 7.31:** Entretiempo. Variación máxima negativa de Q

## Resumen rampas

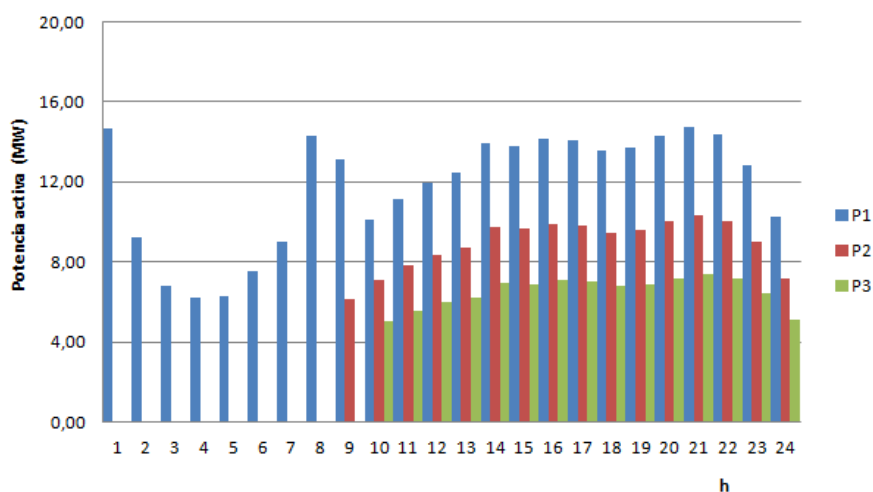
A continuación se resumen las variaciones de potencia activa (tabla 7.3) a cubrir por las centrales térmicas de la zona. También se ha calculado la potencia que debería variar cada central por minuto para hacer frente a las variaciones extremas de energía eólica consideradas. No se disponen de datos sobre la capacidad de los grupos para conocer si sería posible dicha variación por parte de las centrales térmicas.

**Tabla 7.3:** Resumen de las rampas de las centrales térmicas

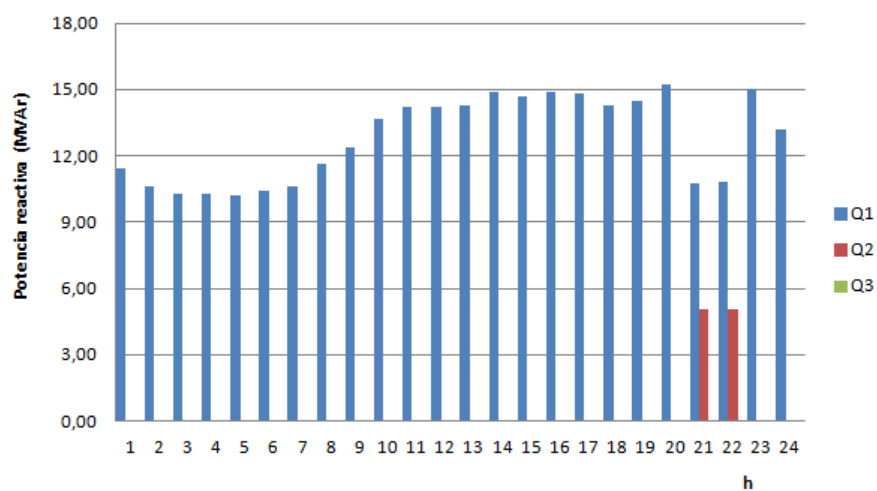
Entretiempo	Potencia en MW			Rampa en kW/min		
	$\Delta P_1$	$\Delta P_2$	$\Delta P_3$	$E_1$	$E_2$	$E_3$
Rampa 1	-2,41	-7,29	-5,20	-40,15	-121,44	-86,74
Rampa 2	7,50	0,00	0,00	125,00	0,00	0,00
<b>Invierno</b>						
Rampa 1	-5,43	-5,47	0,00	-90,45	-91,21	0,00
Rampa 2	4,05	2,83	2,02	67,42	47,20	33,71
<b>Verano</b>						
Rampa 1	0,98	-6,08	0,00	16,29	-101,29	0,00
Rampa 2	3,91	2,74	1,95	65,15	45,61	32,58

### 7.1.5. Generación con distinta tensión de referencia

Para demostrar que la potencia reactiva se podría regular con el programa PSS/E si la tensión de referencia del bus 1 fuera menor, se compara el caso incluido en el apartado 7.1.2 para la generación eólica máxima y el consumo de invierno con otro caso igual, pero cambiando la tensión de referencia del nudo slack de 1,048 pu a 1,02 pu. De esta forma el programa PSS/E ya puede regular la tensión a 1 pu en el bus 9 del parque eólico sirviéndose de la potencia reactiva. Tal y como se ve en las gráficas 7.32 y 7.33, la generación de activa no cambia mientras que la potencia reactiva pasa a poder ser cubierta por una única central, excepto en las horas de mayor consumo. La potencia reactiva generada (positiva) y consumida (negativa) del parque eólico puede verse en la tabla 7.4.



**Figura 7.32:** Invierno. Nueva potencia activa centrales con eólica máxima



**Figura 7.33:** Invierno. Nueva potencia reactiva centrales con eólica máxima

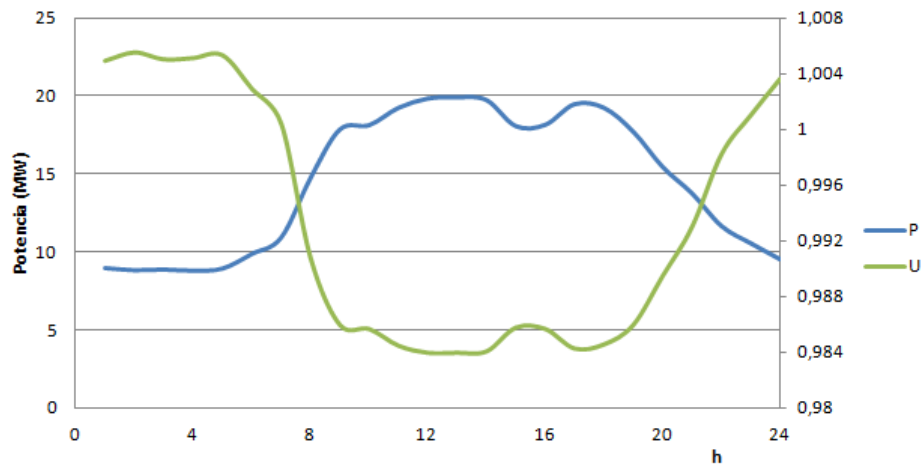
**Tabla 7.4:** Potencia reactiva generada por el parque eólico

Hora	Q (MVAh)
1	-1,8
2	-1,9
3	-1,8
4	-1,8
5	-1,9
6	-1,5
7	-1,1
8	0,4
9	1,6
10	1,7
11	2,2
12	2,4
13	2,5
14	2,4
15	1,7
16	1,7
17	2,3
18	2,2
19	1,6
20	0,6
21	0,1
22	-0,7
23	-1,2
24	-1,6

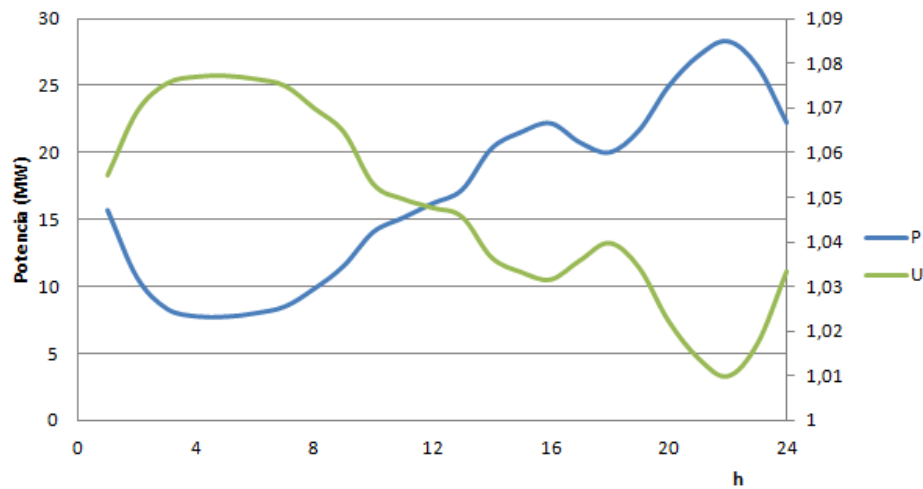
## 7.2. Tensiones

### 7.2.1. Variación de la tensión

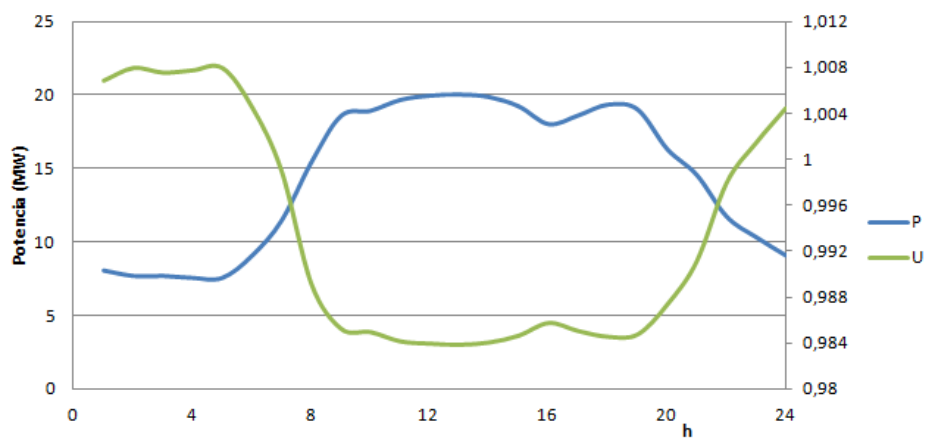
Con las siguientes gráficas se quiere mostrar la variación de consumo de potencia activa frente a la variación del módulo de la tensión en los nudos de consumo residencial (bus 8) e industrial (bus 5). En este caso se ha tomado el modelo para la generación de eólica máxima. Tal y como se puede ver en las seis figuras ( 7.34, 7.35, 7.36, 7.37, 7.38, 7.39) la variación de la tensión cae prácticamente de forma proporcional al aumento de la carga en el nudo y viceversa. En el caso del ángulo de fase ( $\delta$ ), aunque no se representa en las siguientes figuras, el comportamiento es el mismo: aumenta su valor absoluto con la misma tendencia de aumento de la carga y al contrario. Para todas las gráficas la tensión ( $U$ ) se representa en  $pu$  en el eje vertical derecho.



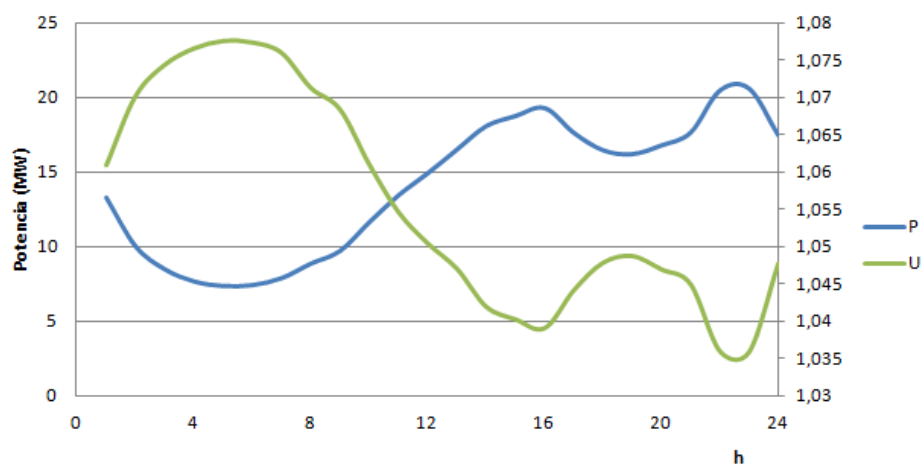
**Figura 7.34:** Invierno, bus 5 - industrial. Variación P-U para eólica máxima



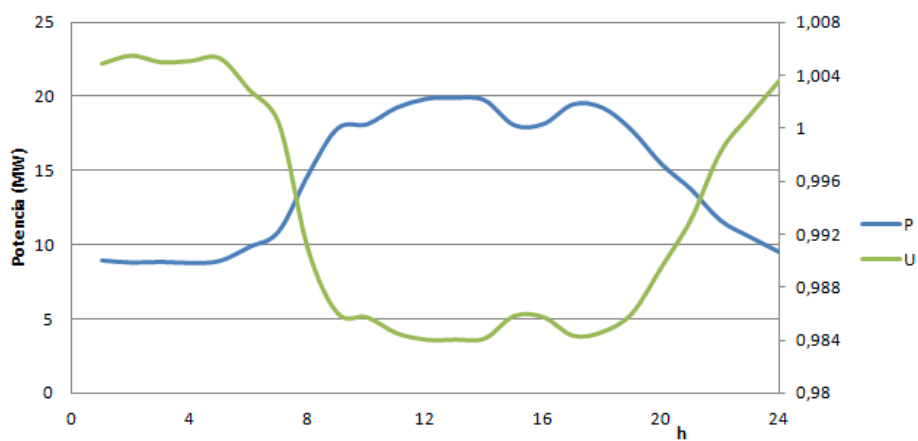
**Figura 7.35:** Invierno, bus 8 - residencial. Variación P-U para eólica máxima



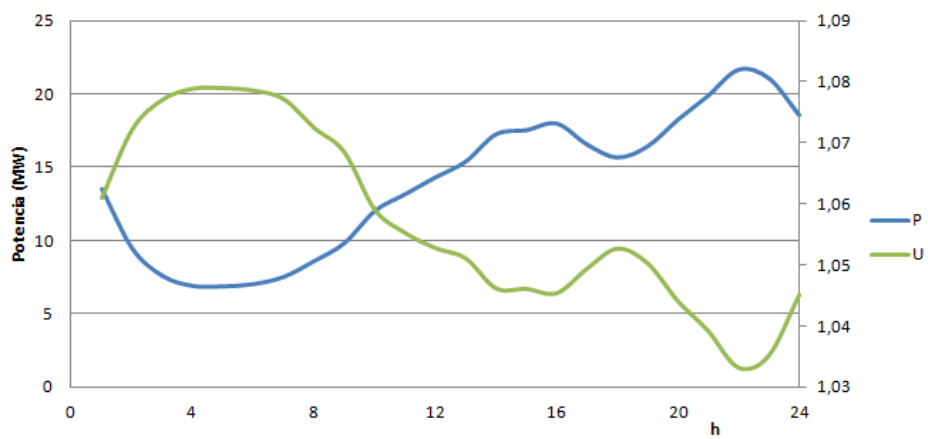
**Figura 7.36:** Verano, bus 5 - industrial. Variación P-U para eólica máxima



**Figura 7.37:** Verano, bus 8 - residencial. Variación P-U para eólica máxima



**Figura 7.38:** Entretiempo, bus 5 - industrial. Variación P-U para eólica máxima



**Figura 7.39:** Entretiempo, bus 8 - residencial. Variación P-U para eólica máxima



### 7.2.2. Variación máxima de la tensión

Los valores que se presentan a continuación son los máximos y los mínimos para todos los buses en los tres casos principales que se han estudiado. Al presentarse en *pu* es sencillo deducir la variación en porcentaje.

#### Sin eólica

En la tabla 7.5 se puede ver que el bus 1 es el nudo de referencia por lo que su tensión no varía. En el nudo que agrega la generación (bus 4) la variación máxima es pequeña, un 0,3 %. En el nudo de consumo industrial la variación se sitúa entre 2,83 % y 3,14 % y al comienzo de la línea de transporte hacia la zona residencial entre 1,11 % y 1,84 %, ambos valores aceptables. Al final de la línea de 66 kV la tensión varía entre un 3,06 % y 4,98 % y en el nudo residencial 4,14 % y 6,67 %, valores más elavados, lo que parece lógico al ser el más alejado de la generación.

**Tabla 7.5:** Variaciones máximas de tensión sin eólica

<b>Entretiempo</b>	$U_{m\acute{a}x}(pu)$	$U_{m\acute{i}n}(pu)$	$\Delta U_{m\acute{a}x}(pu)$
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0478	1,0475	0,0003
BUS 5 - Industrial	1,0155	0,9872	0,0283
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0749	1,0628	0,0121
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0603	1,0267	0,0336
BUS 8 - Residencial	1,0693	1,0239	0,0454
<b>Invierno</b>			
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0478	1,0475	0,0003
BUS 5 - Industrial	1,0155	0,9872	0,0283
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0745	1,0561	0,0184
BUS 7 - Línea 66 kV	1,059	1,0092	0,0498
BUS 8 - Residencial	1,0676	1,0009	0,0667
<b>Verano</b>			
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0478	1,0475	0,0003
BUS 5 - Industrial	1,0184	0,987	0,0314
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0746	1,0635	0,0111
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0593	1,0287	0,0306
BUS 8 - Residencial	1,0679	1,0265	0,0414

### Con eólica máxima

Al igual que en la red sin eólica, el bus 1 es el nudo de referencia por lo que su tensión no varía, como se puede ver en la tabla 7.6. En el nudo que agrega la generación (bus 4) la variación máxima está entre 0,2 % y 0,3 %. En el nudo de consumo industrial la variación se sitúa entre 2,15 % y 2,41 %. Al comienzo de la línea de transporte hacia la zona residencial vuelve a ser un valor aceptable entre 1,03 % y 1,72 %. Al final de la línea de 66 kV la tensión varía entre un 2,55 % y 4,06 %, más bajo que los valores anteriores. En el nudo residencial 3,49 % y 5,5 %, valores menores significativamente que los del caso anterior. Finalmente en el bus de generación eólica los valores máximos de oscilación se encuentran entre 2,05 % y 1,79 %.

**Tabla 7.6:** Variaciones máximas de tensión con eólica máxima

Entretiempo	$U_{m\acute{a}x}(pu)$	$U_{m\acute{i}n}(pu)$	$\Delta U_{m\acute{a}x}(pu)$
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0477	1,0475	0,0002
BUS 5 - Industrial	1,0055	0,984	0,0215
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0748	1,0643	0,0105
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0602	1,0347	0,0255
BUS 8 - Residencial	1,079	1,0441	0,0349
BUS 9 - Eólica	1,0179	1	0,0179
<b>Invierno</b>			
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0477	1,0474	0,0003
BUS 5 - Industrial	1,0055	0,984	0,0215
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0744	1,0572	0,0172
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0589	1,0183	0,0406
BUS 8 - Residencial	1,0773	1,0223	0,055
BUS 9 - Eólica	1,0179	1	0,0179
<b>Verano</b>			
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0477	1,0474	0,0003
BUS 5 - Industrial	1,008	0,9839	0,0241
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0745	1,0642	0,0103
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0592	1,0311	0,0281
BUS 8 - Residencial	1,0776	1,039	0,0386
BUS 9 - Eólica	1,0205	1	0,0205

### Con eólica media

Al igual que en la red con eólica, el bus 1 es el nudo de referencia por lo que su tensión no varía, como se puede ver en la tabla 7.7. En el nudo que agrega la generación (bus 4) la variación máxima de nuevo es la misma que en los dos casos anteriores, un 0,2 %. En el nudo de consumo industrial la variación se sitúa entre 1,4 % y 1,64 %. Al comienzo de la línea de transporte hacia la zona residencial vuelve a ser un valor aceptable entre 1,03 % y 1,72 % por lo que varía más que en el caso anterior. Al final de la línea de 66 kV se repite como en el caso anterior que la tensión varía entre un 2,8 % y 4,05 %. En el nudo residencial también vuelven a estar entre 3,48 % y 5,5 %. Por último, en el bus de generación eólica los valores máximos de oscilación se encuentran entre 0,46 % y 0,6 %.

**Tabla 7.7:** Variaciones máximas de tensión con eólica media

<b>Entretiempo</b>	$U_{m\acute{a}x}(pu)$	$U_{m\acute{i}n}(pu)$	$\Delta U_{m\acute{a}x}(pu)$
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0477	1,0475	0,0002
BUS 5 - Industrial	1,0038	0,9898	0,014
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0748	1,0644	0,0104
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0602	1,0348	0,0254
BUS 8 - Residencial	1,079	1,0442	0,0348
BUS 9 - Eólica	1,0046	1	0,0046
<b>Invierno</b>			
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0477	1,0475	0,0002
BUS 5 - Industrial	1,0037	0,9899	0,0138
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0744	1,0572	0,0172
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0589	1,0184	0,0405
BUS 8 - Residencial	1,0773	1,0223	0,055
BUS 9 - Eólica	1,0042	1	0,0042
<b>Verano</b>			
BUS 1 - Centrales	1,048	1,048	0
BUS 4 - Generación	1,0477	1,0475	0,0002
BUS 5 - Industrial	1,0063	0,9899	0,0164
BUS 6 - Línea 66 kV	1,0745	1,0642	0,0103
BUS 7 - Línea 66 kV	1,0592	1,0312	0,028
BUS 8 - Residencial	1,0776	1,0391	0,0385
BUS 9 - Eólica	1,006	1	0,006

### 7.2.3. Peores tensiones

Para este análisis por un lado se han tomado como peores tensiones en los nudos de consumo residencial e industrial las más bajas (tablas 7.8). Dado que la tensión mínima admisible para la entrega de energía es de 0,9 pu[10], las simulaciones realizadas lo cumplen, ya que el mínimo para todos los supuestos y estaciones es de 0,9839 pu.

**Tabla 7.8:** Tensión mínima para nudos de consumo

<i>Tensión en pu</i>			
	Entretiempo	Invierno	Verano
<b>Sin eólica</b>			
Industrial	0,9872	0,9872	0,987
Residencial	1,0239	1,0009	1,0265
<b>Eólica media</b>			
Industrial	0,9898	0,9899	0,9899
Residencial	1,0442	1,0223	1,0391
<b>Eólica máxima</b>			
Industrial	0,984	0,984	0,9839
Residencial	1,0441	1,0223	1,039

Por otro lado, para las líneas eléctricas se analiza si la tensión que las recorre supera la tensión máxima permitida. Entre el nudo de generación y el de consumo residencial la tensión máxima permitida para la línea de transporte de 66 kV, cuyo principio y fin se corresponde con los buses 6 y 7 respectivamente, es de 72,5 kV[9]. Para poder compararlo su valor en el *sistema por unidad* es de 1,0985 pu. El primer caso que se analiza se ve en la tabla 7.9, donde están los valores máximos de tensión para el caso sin eólica, la diferencia de tensión entre la entrada y la salida de la línea y el resultado de comparar las dichas tensiones con el valor de sobretensión. Los valores de caída de tensión son menores del 3 % por lo que son aceptables y en ningún caso hay sobretensión en las líneas.

**Tabla 7.9:** Sobretensión en líneas sin eólica

	Entretiempo	U (pu)	$\Delta U$ (pu)	¿Sobretensión?
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV Invierno	1,0749 1,0603	0,0146	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV Verano	1,0745 1,059	0,0155	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV	1,0746 1,0593	0,0153	No

Para la línea de 30kV que conecta el parque eólico con el nudo residencial, buses 9 y 5 respectivamente, la tensión máxima admisible es de 36 kV[9], cuyo valor en *por unidad* es de 1,2 pu. A continuación se analizan los casos con eólica media (tabla 7.10) y máxima (tabla 7.11). La variación de tensión es negativa en algunos de los casos debido al *efecto Ferranti* explicado en el apartado 7.4.2, en ningún caso la caída de tensión sobrepasa el 3 % recomendado. Tampoco se produce sobretensión en ninguna línea.

**Tabla 7.10:** Sobretensión en líneas con eólica media

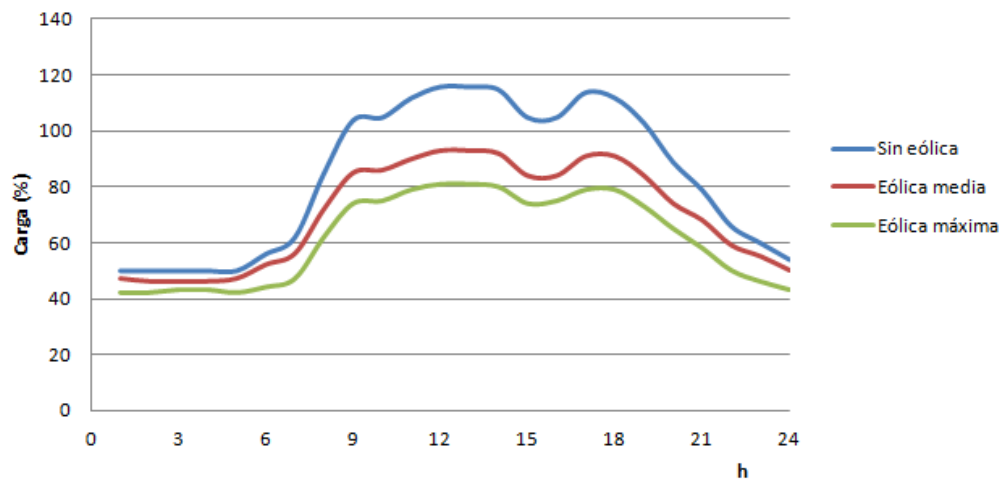
	Entretiempo	U (pu)	$\Delta U$ (pu)	¿Sobretensión?
Línea 30 kV	BUS 5 - Industrial BUS 9 - Eólica	1,0038 1,0046	-0,0008	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV Invierno	1,0748 1,0602	0,0146	No
Línea 30 kV	BUS 5 - Industrial BUS 9 - Eólica	1,0037 1,0042	-0,0005	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV Verano	1,0744 1,0589	0,0155	No
Línea 30 kV	BUS 5 - Industrial BUS 9 - Eólica	1,0063 1,006	0,0003	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV	1,0745 1,0592	0,0153	No

**Tabla 7.11:** Sobretensión en líneas con eólica máxima

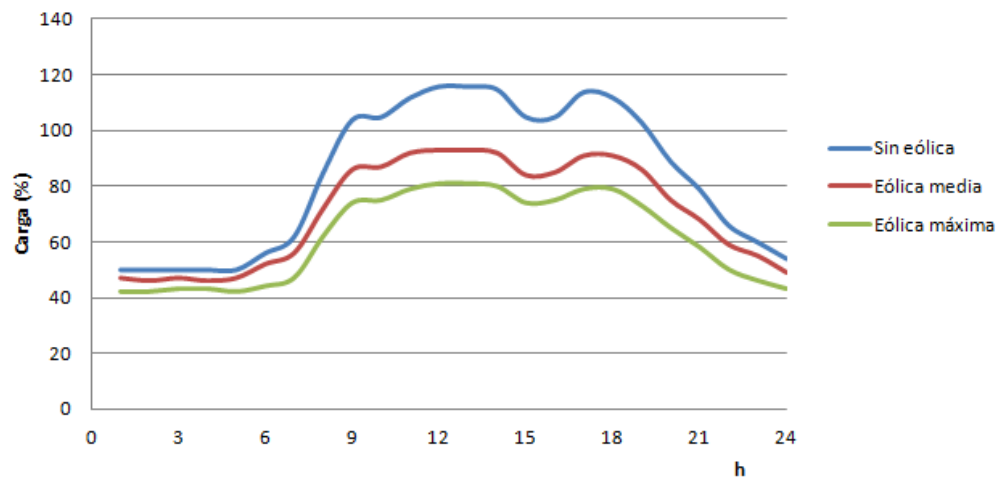
	Entretiempo	U (pu)	$\Delta U$ (pu)	¿Sobretensión?
Línea 30 kV	BUS 5 - Industrial BUS 9 - Eólica	1,0055 1,0179	-0,0124	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV Invierno	1,0748 1,0602	0,0146	No
Línea 30 kV	BUS 5 - Industrial BUS 9 - Eólica	1,0055 1,0179	-0,0124	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV Verano	1,0744 1,0589	0,0155	No
Línea 30 kV	BUS 5 - Industrial BUS 9 - Eólica	1,008 1,0205	-0,0125	No
Línea 66 kV	BUS 6 - Línea 66 kV BUS 7 - Línea 66 kV	1,0745 1,0592	0,0153	No

### 7.3. Sobrecargas

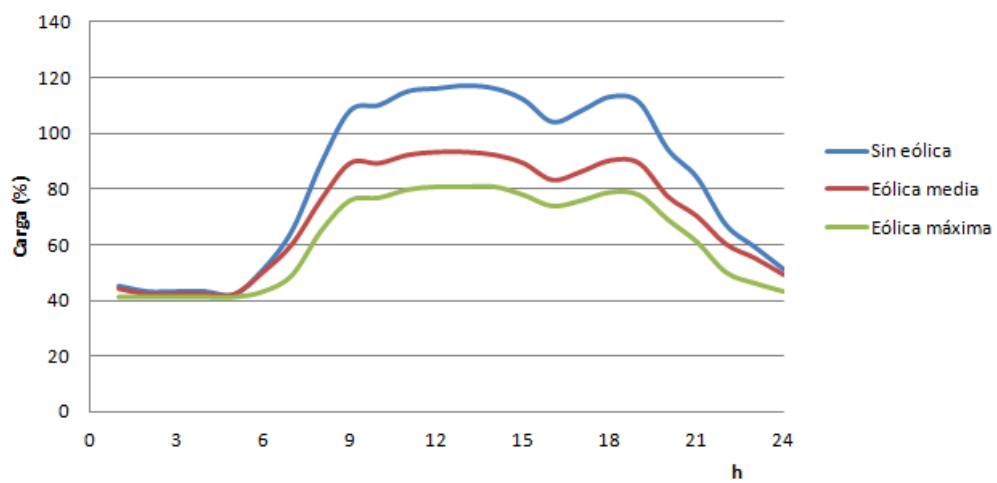
Durante el análisis de la red se apreció que en el transformador situado entre el bus 4 de generación y el bus 5 de consumo industrial estaba sobrecargado de forma habitual en las horas de mayor consumo antes de añadir el parque eólico. En las simulaciones con el parque eólico, tanto con la generación de eólica media como con la de eólica máxima, ya no había sobrecarga. En las figuras 7.40, 7.41 y 7.42 se compara la sobrecarga de dicho transformador para las distintas épocas del año según la generación del parque eólico. El porcentaje representa la carga sobre la potencia aparente nominal de 20 MVA del transformador, por encima del 100 % se consideraría sobrecargado.



**Figura 7.40:** Entretiempo. Carga en el transformador Bus 4 a Bus 5



**Figura 7.41:** Invierno. Carga en el transformador Bus 4 a Bus 5



**Figura 7.42:** Verano. Carga en el transformador Bus 4 a Bus 5

Las figuras 7.43, 7.44 y 7.45 representan la red con la carga de las líneas y transformadores para la hora 13 de verano, donde se produce el mayor consumo en el nudo industrial. Se aprecia que el transformador mencionado anteriormente (entre el bus 4 y el bus 5) va estando menos cargado a medida que la generación de eólica aumenta.

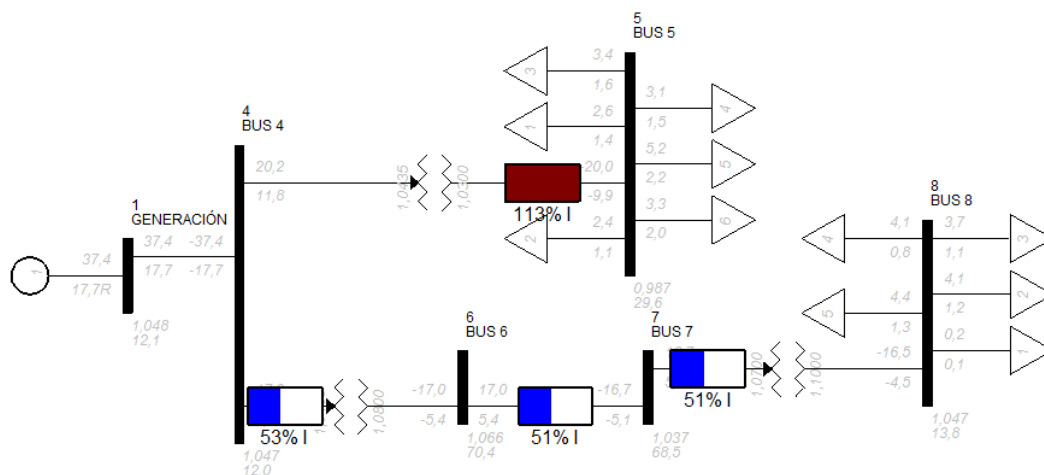


Figura 7.43: Red sin eólica, verano hora 13

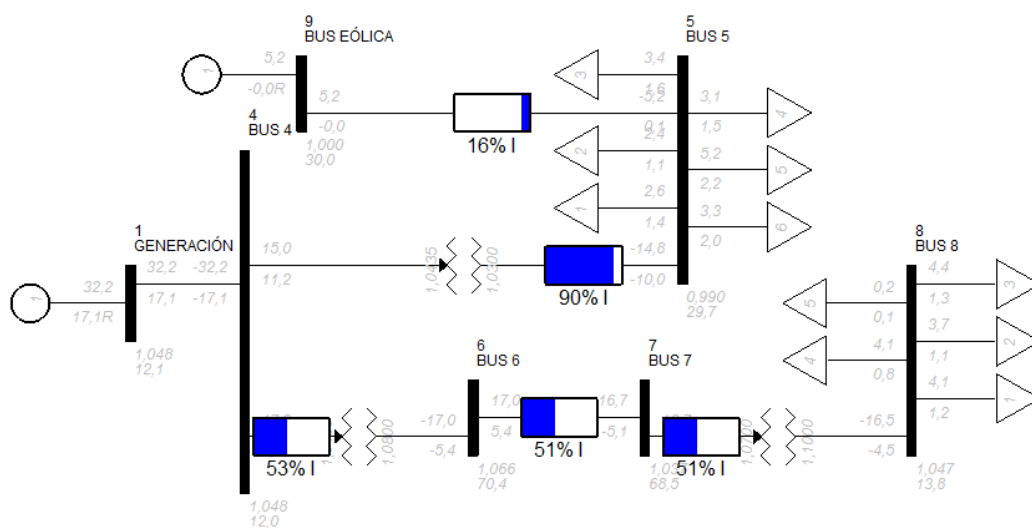


Figura 7.44: Red con eólica media, verano hora 13

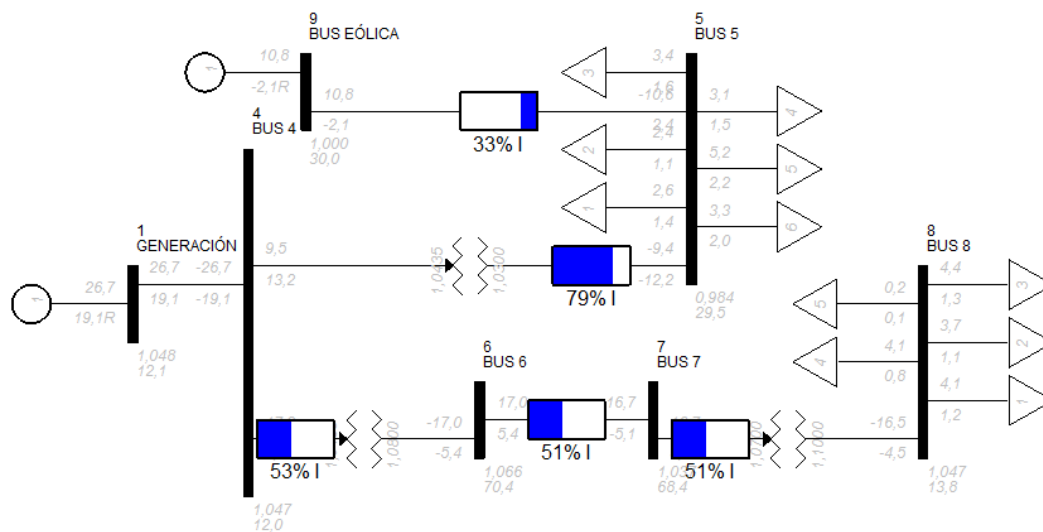


Figura 7.45: Red con eólica máxima, verano hora 13

## 7.4. Casos destacables

En esta sección se detallan gráficamente los casos que se consideran de mayor interés relacionados con la instalación del parque. Los esquemas de tensión se han realizado con el PSS/E a partir de su simulación y el esquema utilizando la opción *Enable countours* que muestra la diferencia de tensiones con un código de colores modificable para la red. El código usado para los diagramas de este apartado se encuentran en la figura 7.46.

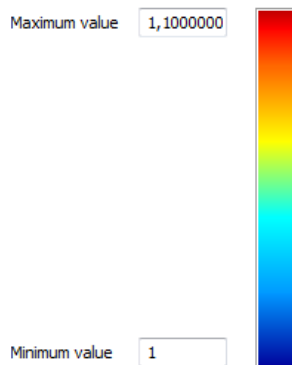


Figura 7.46: Código de colores para diagramas de tensión



#### 7.4.1. Máxima generación eólica frente máxima demanda

En este apartado se considera la máxima generación de eólica, 10,8 MW y la máxima demanda total, sumando el consumo de los nudos residencial e industrial. Según la estimación de cargas hecha en el capítulo 6 el mayor consumo para todas las estaciones y horas se da en la hora 21 de invierno. La solución gráfica del flujo de cargas para esa hora está en la figura 7.47. Como se puede ver las mayores tensiones se dan en la zona de generación (amarillento) mientras que las menores en la zona de consumo (azul oscuro) ya que, como se vio en el apartado 7.2.1, cuando la carga aumenta disminuye la tensión.

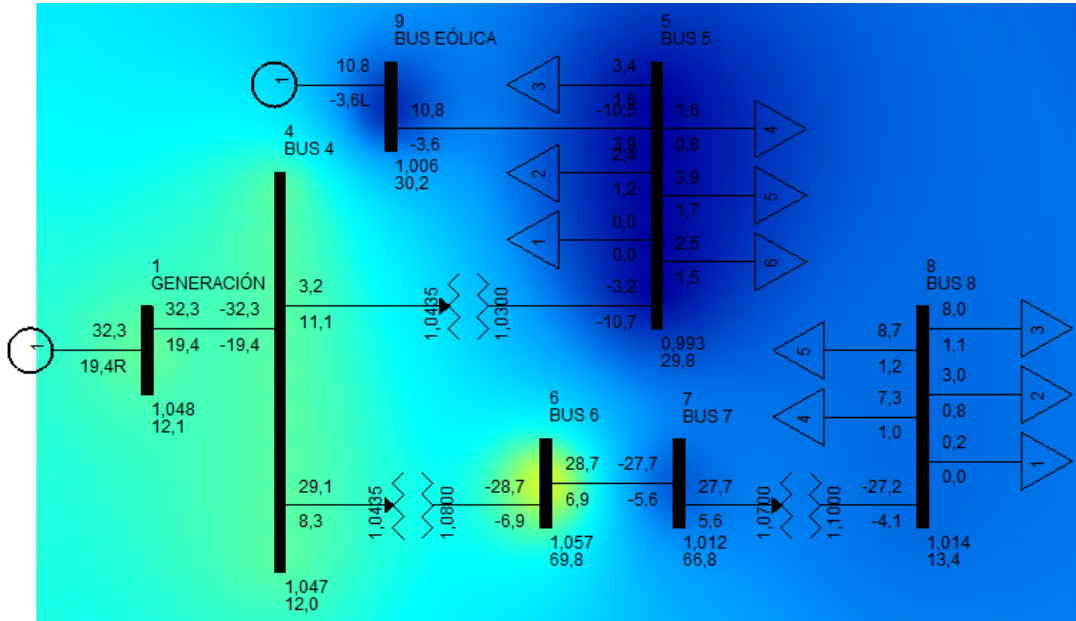
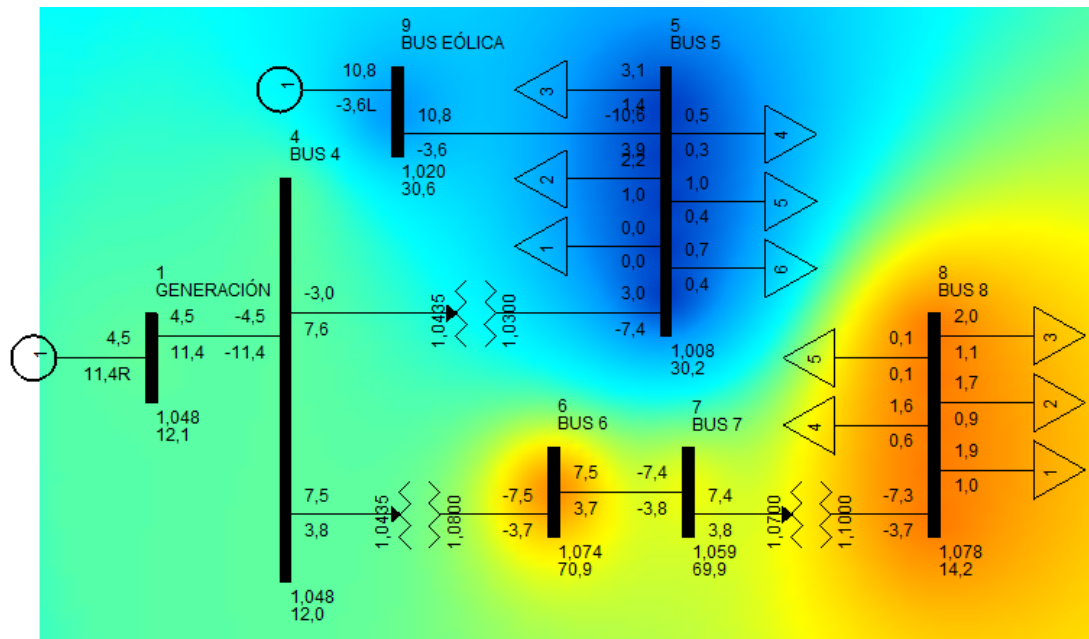


Figura 7.47: Máxima generación eólica-máxima demanda, diagrama de tensiones PSS/E

#### 7.4.2. Máxima generación eólica frente mínima demanda

De nuevo se considera la máxima generación de eólica, 10,8 MW pero se enfrentará al menor consumo de energía que, según la estimación de cargas hecha en el capítulo 6 para todas las estaciones y horas, se da en la hora 5 de verano. La solución gráfica del flujo de cargas para esa hora está en la figura 7.48. En este caso las tensiones más bajas se dan en la generación eólica y en el nudo industrial, seguidas de la generación convencional. La mayor tensión se da en el nudo residencial.

Es destacable que, al contrario que en el caso anterior de máxima demanda, la generación del parque eólico no puede ser absorbida íntegramente por el nudo industrial por lo que la restante se suma a la generación convencional en el BUS 4 de la figura 7.48 para satisfacer la demanda residencial. Además se aprecia que a la salida tanto de la línea de 30 kV (BUS 5 - Industrial) como a la de 66 kV (BUS 7), la potencia reactiva es mayor que a la entrada. Esto es debido a la baja carga de los nudos a la hora considerada, que hace que predomine el efecto capacitivo de las líneas en vez del inductivo, es decir, debido a la baja intensidad que recorre las inductancias en serie, hace que sea más significativo la inyección de reactiva por parte de las capacitancias que su consumo por las inductancias (*efecto Ferranti*). Del mismo modo esta potencia reactiva afecta a la tensión en el nudo residencial.



**Figura 7.48:** Máxima generación eólica-mínima demanda, diagrama de tensiones PSS/E

## 7.5. Cálculo de la penetración eólica

Este cálculo se va a realizar de forma aproximada. Se considera en primer lugar la energía media ponderada diaria para cada estación para el total del parque.

1. Invierno: 10.279,38 MWh/trimestre
2. Verano: 10.229,66 MWh/trimestre
3. Entretiempo: 10.657,37 MWh/semestre

Estos datos se consiguen multiplicando la media estacional horaria por 24 horas, 30 días y tres meses en el caso de invierno y verano, y seis meses para entretiempo. De forma aproximada se obtiene que anualmente la energía eólica generada es de 31.166,41 MWh/año.

Para la estimación se tiene en cuenta la sólo la demanda, no las pérdidas. Ya que el estudio realizado en el capítulo 6 se hace para un día representativo se sigue el mismo proceso descrito que para la estimación anual de energía eólica anterior. Por estaciones el total demandado es el siguiente:

1. Invierno: 67.936,25 MWh/trimestre
2. Verano: 61.585,80 MWh/trimestre
3. Entretiempo: 122.667,63 MWh/semestre

Se obtiene un total de energía demandada de 252.189,68 MWh/año.

Finalmente se conoce por penetración eólica[7] el porcentaje de demanda cubierta por energía eólica. Una baja penetración eólica implica que se cubre menos del 5 %, mientras que una elevada penetración eólica implica que se cubre más del 10 %.

En este caso sale una penetración eólica **aproximada** de 12,36 % por lo que es una red con alta penetración eólica.

## Capítulo 8

# Conclusiones

Los análisis de los flujos de carga realizados para conocer el comportamiento de la red al conectar el parque eólico, aportan información sobre la cantidad de energía que podría ser cubierta por el parque y la intervención de las centrales en regímenes normales. Estos análisis desprenden que es favorable la instalación del parque eólico en la red eléctrica dada. En primer lugar, se dispondría de más potencia instalada ya que se pasaría de 44 MW proporcionado por las centrales convencionales, que apenas llega a cubrir el pico de la demanda (de 41 MW en la hora 21 de invierno según la estimación de cargas), hasta un máximo de 54,8 MW que podría ayudar en picos de consumo. Y en segundo lugar, la electricidad generada con el parque eólico no conlleva quema de combustibles fósiles de forma que aumentaría el beneficio social y medioambiental.

Por otro lado, la presencia del parque eólico no afecta de forma negativa a las tensiones en los nudos ni en las líneas según los estudios realizados. Las tensiones en los nudos se mantienen con un porcentaje de variación aceptable, incluso la variación máxima disminuye con el parque eólico: pasa de un 6,67 % a un 5,5 % en el nudo de consumo residencial. Además, el aporte de energía eléctrica al nudo industrial hace que el transformador que conecta el bus de generación con el de consumo industrial no esté sobrecargado.

Tras el cambio la red pasa a ser un sistema con una alta penetración eólica, es decir, el consumo de la electricidad de procedencia eólica es mayor del 10 % anual. El porcentaje estimado para esta red es de 12,36 % sobre el total consumido. Esta penetración eólica complica la operación de la red ya que produce una alta incertidumbre en la previsión de generación. El hecho de no poder saber con exactitud la cantidad de energía eólica que se puede generar, hace que sea necesario disponer de otras fuentes de energía convencionales para cubrir la incertidumbre, pudiendo aumentar o disminuir su generación de forma rápida. Aunque cada vez las previsiones de generación eólica son mejores, continúan siendo necesarios los estudios para facilitar la operación de los sistemas eléctricos.

Para futuros análisis de redes sería interesante ligar la producción de electricidad directamente a datos eólicos y ampliar los estudios estáticos. Con mayor trabajo podría incluirse un estudio de estabilidad transitoria, es decir, someter la red a grandes perturbaciones y ver la evolución del problema a lo largo del tiempo. Todo ello ayudaría a planificar mejor la operación de la red eléctrica.

# Referencias

- [1] Agenda astronómica por años:  
*[http://www.fomento.gob.es/MFOM/LANG-CASTELLANO/DIRECCIONES\\_GENERALES/INSTITUTO\\_GEOGRAFICO/Astronomia/publico/efemerides/menu\\_agenda.htm](http://www.fomento.gob.es/MFOM/LANG-CASTELLANO/DIRECCIONES_GENERALES/INSTITUTO_GEOGRAFICO/Astronomia/publico/efemerides/menu_agenda.htm)*
- [2] Varios: *Proyecto Indel. Atlas de la demanda eléctrica española*, parte 2, 4. La demanda residencial [1998]
- [3] José Luiz Álvarez: *Consumo de un PC* <http://jl-alvarez.blogspot.com.es/2009/09/consumo-de-un-pc.html> [2010]
- [4] Varios: *Proyecto Indel. Atlas de la demanda eléctrica española*, parte 2, 5. La demanda comercial [1998]
- [5] Varios: *Proyecto Indel. Atlas de la demanda eléctrica española*, parte 2, 6. La demanda turística [1998]
- [6] GÓMEZ de la CALLE, Manuel: *Proyecto final de carrera "Modelo de previsión de demanda de electricidad de largo plazo"*, Memoria, 3.3.1.1.Perfil diario [2010]
- [7] ACKERMANN, Thomas: *Wind Power in Power Systems*, chapter 8, page 144 [2005]
- [8] PSS/E 32.0.5 *Documentation: Application Program Interface (API)* [2010]
- [9] ITC-LAT 07 *Tabla 1. Tensiones nominales normalizadas*, REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (BOE de 19 de marzo de 2008)
- [10] *Procedimiento Operativo 1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema*, Resolución de 30 de julio de 1998, de la secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico (BOE de 18 de agosto de 1998)

# Bibliografía

- ZAMORA BELVER, M<sup>a</sup> Inmaculada y otros: *Simulación de sistemas eléctricos*, capítulo 5 [2005]
- RODRÍGUEZ AMENEDO, José Luis y otros: *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica* [2003]
- ACKERMANN, Thomas: *Wind Power in Power Systems* [2005]
- BARRERO GONZÁLEZ, Fermín: *Sistemas de energía eléctrica* [2004]
- Apuntes de la asignatura *Generación, Transporte y Gestión de la Energía Eléctrica* [2003]
- SOLANO LÓPEZ, Luis: *Proyecto final de carrera: Análisis de un parque eólico. Influencia de la tensión en la regulación de la potencia reactiva de sus aerogeneradores* [2008]
- *ITC-LAT 07* REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (BOE de 19 de marzo de 2008)
- Guía de L<sup>A</sup>T<sub>E</sub>X <http://en.wikibooks.org/wiki/LaTeX>

# MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA CONEXIÓN A RED DE UN PARQUE EÓLICO

## DOCUMENTO 2: ESTUDIO ECONÓMICO

En este apartado se pretende estimar el coste del estudio estático de cualquier red eléctrica, incluyendo una estimación de la demanda de la red.

## Software

En primer lugar se hace básico el posible uso de un procesador de textos y hojas de cálculo, se elige el más habitual, el paquete de *Microsoft Office: Office Suites 2010* para hogar y pequeñas empresas. Según la página oficial de venta, *Microsoft Store* (<http://emea.microsoftstore.com/es/es-ES>) tiene un precio de 224,10 €.

Aunque la creación del código mencionado en la memoria podría hacerse con una macro de Microsoft Excel incluida en el paquete *Office Suites 2010*, se opta por la compra del software *MathWorks MatLab R2012a* en su última versión ya que dará muchas más posibilidades al estudio si el ingeniero contratado es experimentado. En la página oficial (<http://www.mathworks.es/store/productIndexLink.do>) el paquete básico tiene un precio de 2.000,00 €.

Como software central del estudio se requiere el *Power System Simulator for Engineering (PSS/E)* de *Siemens PTI*. Se puede acceder a una versión gratuita para Universidad desde su página oficial o adquirir el software a un precio de aproximadamente 4.000 €. En la página oficial (<http://www.energy.siemens.com/us/en/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/pss-e.htm>) es necesario registrarse para acceder a los precios.

En el presente caso se supondrá que hay que invertir inicialmente en todo este software.

## Recursos humanos

Para este estudio habría que disponer de un ingeniero con conocimientos sobre redes eléctricas y de programación para preparar los datos para el análisis, también podría disponerse de dos ingenieros especializados ambos con conocimientos sobre redes, uno más enfocado hacia el análisis y otro hacia la programación. Se opta por la primera opción, ya que se considera un único estudio, no varios simultáneos en cuyo caso sería mejor idea tener varios ingenieros disponibles trabajando en distintas partes de los distintos proyectos a la vez.

Dependiendo del tamaño de la red y de la profundidad del análisis variará el tiempo invertido, en este caso se va a considerar una red mediana para la que se quiere hacer un análisis estático completo, que incluye flujos de carga, contingencias, etc.

De forma holgada el tiempo estimado es de un mes utilizando a un único ingeniero para el estudio de la demanda con una jornada diaria de 8 horas, 40 horas semanales, otro mes con el mismo número de horas a trabajar para procesar los datos y comenzar a analizarlos y, finalmente, otro mes en iguales condiciones para el análisis de los resultados y elaboración de informes. Esto hace un total de 3840 horas a lo largo de los tres meses.

## Síntesis

A continuación se muestra en la tabla EE.1 la inversión del proyecto.

Tabla EE.1: Resumen del estudio económico

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Total (€)
Office Suites 2010	1 ud	224,10 €	224,10
PSS/E	1 ud	4000,00 €	4000,00
MathWorks MatLab	1 ud	2000,00 €	2000,00
Ingeniero junior	480 h	42 €	20160,00
		Total (€)	26384,10



# MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA CONEXIÓN A RED DE UN PARQUE EÓLICO

## DOCUMENTO 3: ANEXOS

## Anexo A

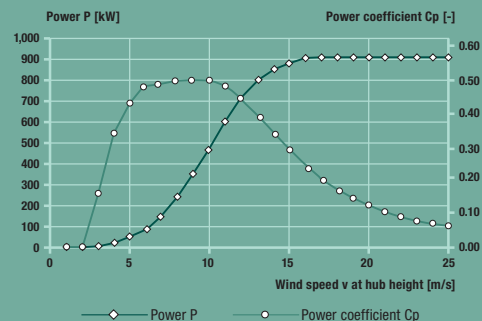
# Aerogenerador E44

En las páginas siguientes se adjunta un resumen del modelo de aerogenerador usado para el parque eólico y las características específicas utilizadas en este proyecto.

# E44

900 kW

## Calculated power curve



Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	4.0	0.16
4	20.0	0.34
5	50.0	0.43
6	96.0	0.48
7	156.0	0.49
8	238.0	0.50
9	340.0	0.50
10	466.0	0.50
11	600.0	0.48
12	710.0	0.44
13	790.0	0.39
14	850.0	0.33
15	880.0	0.28
16	905.0	0.24
17	910.0	0.20
18	910.0	0.17
19	910.0	0.14
20	910.0	0.12
21	910.0	0.11
22	910.0	0.09
23	910.0	0.08
24	910.0	0.07
25	910.0	0.06

$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$

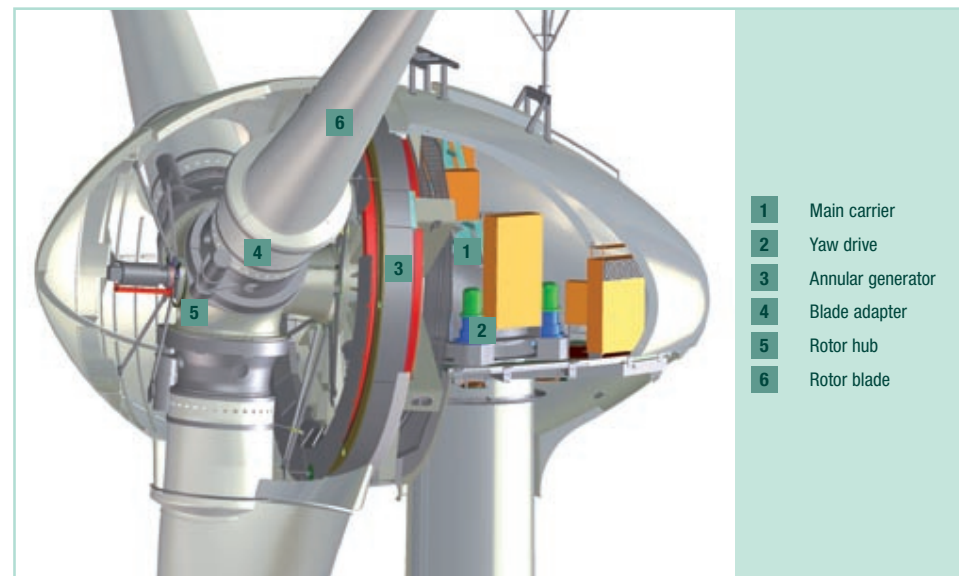
For more information on the ENERCON power curve, please see the last page.


## Technical specifications E-44

Rated power:	900 kW
Rotor diameter:	44 m
Hub height:	45 m / 55 m / 65 m
Wind class (IEC):	IEC/NVN IA
<b>WEC concept:</b>	Gearless, variable speed Single blade adjustment
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	1,521 m <sup>2</sup>
Blade material:	GRP (epoxy resin); Built-in lightning protection
Rotational speed:	Variable, 12–34 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply

<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearing:	Tapered roller bearing pair
Generator:	ENERCON direct-drive annular generator ENERCON inverter
<b>Grid feed:</b>	
<b>Brake systems:</b>	– 3 independent pitch control systems with emergency power supply – Rotor brake – Rotor lock
<b>Yaw system:</b>	Active via yaw gear, load-dependent damping
<b>Cut-out wind speed:</b>	28–34 m/s (with ENERCON storm control*)
<b>Remote monitoring:</b>	ENERCON SCADA

\* For more information on the ENERCON storm control feature, please see the last page.



	<b>ENERCON</b>	<b>E-44</b>	<b>Available as of</b> <b>01/04/09</b>	<b>Page</b>  4 of 27
	<b>Configuration:</b>	<b>FT</b>		
	<b>DATOS TÉCNICOS: COMPORTAMIENTO DEL AEROGENERADOR CON RESPECTO A LA RED</b>			

## 1 INTRODUCCIÓN

Todos los datos de este documento aluden al punto de referencia que aparece en el capítulo 12. El rendimiento del que hablaremos sólo puede conseguirse con el sistema de control CS48 y armarios de potencia FACTS.

Además de la hoja de datos técnicos sobre el comportamiento del aerogenerador con respecto a la red, se puede solicitar un extracto de la medición de la calidad de la potencia de acuerdo con la normativa IEC 61400-21 (WT 6711/08).

## 2 DATOS TÉCNICOS MÁS IMPORTANTES

<b>Frecuencia nominal:</b>	$f_n = 50 / 60 \text{ Hz}$	<b>Tensión nominal:</b>	$U_n = 400 \text{ V}$
<b>Potencia nominal aparente:</b>	$S_n = 900 \text{ kVA}$	<b>Corriente nominal a <math>P_n</math>:</b>	$I_n = 1299 \text{ A}$
<b>Potencia nominal activa:</b>	$P_n = 900 \text{ kW}$		
<b>Potencia aparente máx. permanente:</b>	$S_{\max} = 1000 \text{ kVA}$	<b>Corriente permanente máx:</b>	$I_{\max} = 1425 \text{ A}$
		<b>Corriente de cortocircuito</b>	$I_{k''\max} = 1500 \text{ A}$
		<b>Cantidad de armarios de potencia:</b>	3
<b>La potencia reactiva es ajustable:</b>			
<b>Valor predeterminado:</b>	$Q = 0 \text{ kvar}$	<b>Correspondiente a <math>\cos \varphi =</math></b>	1,0

Para más información sobre la corriente de cortocircuito, consulte el capítulo 8.1.

Consulte el capítulo 13 "Glosario" para las definiciones de términos y abreviaturas.

<b>Document:</b>	<b>ENERCON reserves the right to make technical modifications.</b>		
Author/Date:	<b>SA / 2009-03-27</b>	Translation/Date:	<b>C. M. / 2009-05-15</b>
Department:	<b>WRD / E</b>	Revisor/Date:	<b>J.H., E.Q., N.T. / 2009-08-05</b>
Approved/Date:	<b>MSH / 2009-03-27</b>	Reference:	
Revision/Date:	<b>4.0 / 2009-04-01</b>	© ENERCON 2009	

### 3 CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA

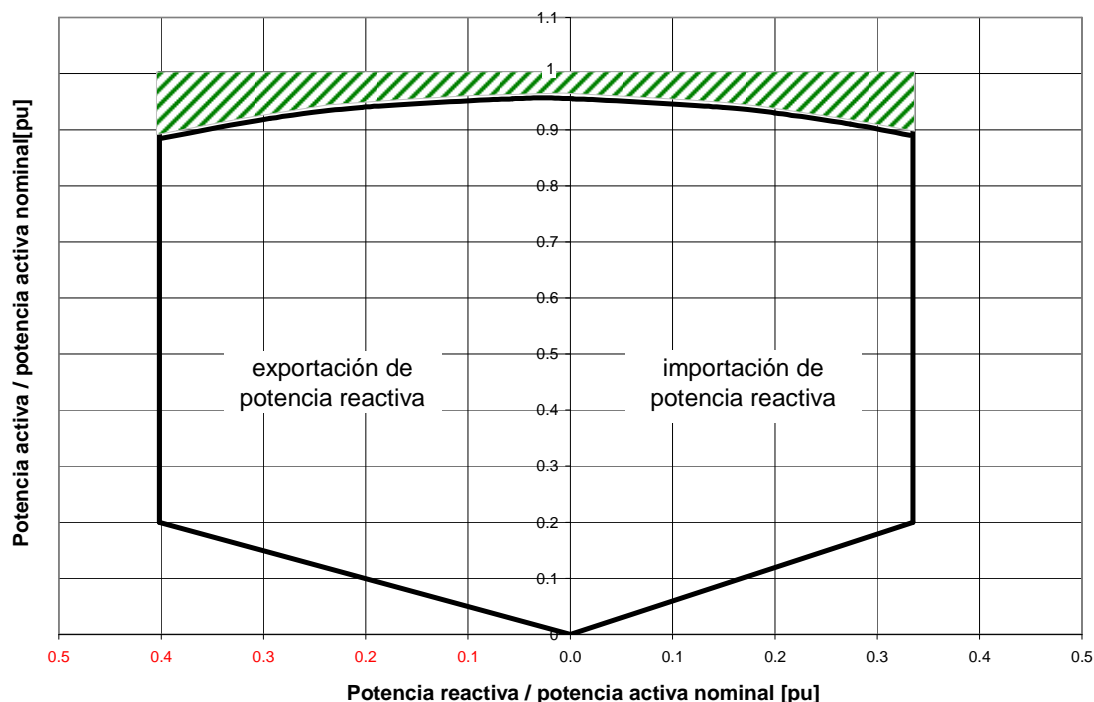


Figura 3.1: Capacidad de potencia reactiva: El lado izquierdo con números rojos se refiere a la exportación de potencia reactiva. El lado derecho con números negros se refiere a la importación de potencia reactiva. La orientación está sujeta a la norma IEC 60034-3

**Potencia reactiva máx.:**

$$Q_{\text{max export}} = 360 \text{ kvar}$$

$$Q_{\text{max import}} = 300 \text{ kvar}$$

Cualquier punto operativo que se encuentre dentro del área marcada con líneas negras continuas puede asegurarse para el margen de tensión continua, tal y como muestra la línea negra en el diagrama 4.1. Adicionalmente, los puntos operativos dentro del área verde rayada pueden asegurarse para un rango de tensión desde  $U_n$  hasta la tensión máxima  $U_{\text{max}}$ .

La potencia reactiva del aerogenerador es ajustable. Se puede elegir un valor para potencia reactiva ( $Q = \text{const.}$  dentro de los límites del diagrama superior) o para el factor de potencia ( $\cos \varphi = \text{const.}$  dentro de los límites del diagrama superior). Si se solicita, se puede instalar un control de más alto nivel para  $Q$  o  $\cos \varphi$  o tensión, siempre haciendo referencia al punto de acoplamiento común (PCC) del parque, usando el sistema ENERCON SCADA.

La potencia reactiva de un solo aerogenerador se puede asegurar con una tolerancia inferior a  $\pm 2.5\%$  de la potencia nominal activa para los valores obtenidos en una media de 10 minutos.

Consulte el capítulo 13 "Glosario" para las definiciones de términos y abreviaturas.

<b>Document:</b>	<b>ENERCON reserves the right to make technical modifications.</b>		
Author/Date:	<b>SA / 2009-03-27</b>	Translation/Date:	<b>C. M. / 2009-05-15</b>
Department:	<b>WRD / E</b>	Revisor/Date:	<b>J.H., E.Q., N.T. / 2009-08-05</b>
Approved/Date:	<b>MSH / 2009-03-27</b>	Reference:	
Revision/Date:	<b>4.0 / 2009-04-01</b>	© ENERCON 2009	

## 9 RAMPAS DE POTENCIA

### 9.1 Rampa ascendente potencia activa

#### Gradiente de potencia arranque normal:

valor máximo:	$dP/dt_{start,max} =$	90	kW/s
valor mínimo:	$dP/dt_{start,min} =$	1	kW/s
Valor por defecto de fábrica:	$dP/dt_{start} =$	20	kW/s

#### Gradiente de potencia después de pérdida de tensión:

valor máximo:	$dP/dt_{power,max} =$	90	kW/s
valor mínimo:	$dP/dt_{power,min} =$	1	kW/s
Valor por defecto de fábrica:	$dP/dt_{power} =$	20	kW/s

#### Gradiente de potencia de funcionamiento:

valor máximo:	$dP/dt_{oper,max} =$	230	kW/s
valor mínimo:	$dP/dt_{oper,min} =$	1	kW/s
Valor por defecto de fábrica:	$dP/dt_{oper} =$	60	kW/s

### 9.2 Rampa descendente potencia activa

Intervención del operador de red: La producción de potencia activa puede verse limitada mediante el PDI ENERCON<sup>1</sup>. Una vez el aerogenerador ha recibido la señal para reducir la salida de potencia activa, el nuevo valor se alcanza en menos de 10 segundos. El retardo de comunicación desde el PDI ENERCON vía SCADA hasta el aerogenerador no está incluido, y depende de la configuración del parque.

### 9.3 Rampa de potencia reactiva

Retardo de tiempo durante funcionamiento normal:  $\tau = 0.160$  s

<sup>1</sup> Vea la documentación ENERCON Process Data Interface  
Consulte el capítulo 13 "Glosario" para las definiciones de términos y abreviaturas.

<b>Document:</b>	<b>ENERCON reserves the right to make technical modifications.</b>		
Author/Date:	SA / 2009-03-27	Translation/Date:	C. M. / 2009-05-15
Department:	WRD / E	Revisor/Date:	J.H., E.Q., N.T. / 2009-08-05
Approved/Date:	MSH / 2009-03-27	Reference:	
Revision/Date:	4.0 / 2009-04-01	© ENERCON 2009	

## Anexo B

# Cálculo de línea

A continuación se muestran las principales tablas consultadas y otras especificaciones, tanto del ITC-LAT 07 como de los elementos escogidos para la línea.

**Tabla 14. Líneas de fuga recomendadas**

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV <sup>1)</sup>
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes.</li> <li>- Zonas agrícolas <sup>2</sup></li> <li>- Zonas montañosas</li> <li>- Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar <sup>3</sup></li> </ul>	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia.</li> <li>- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)<sup>3</sup>.</li> </ul>	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación.</li> <li>- Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar <sup>3</sup>).</li> </ul>	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.</li> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar.</li> <li>- Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.</li> </ul>	31,0

<sup>1</sup> Línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).  
<sup>2</sup> Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.  
<sup>3</sup> Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

**Figura B.1:** LAT07, tabla 14

**Tabla 1. Tensiones nominales y tensiones mas elevadas de la red**

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED ( $U_n$ ) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED ( $U_s$ ) KV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

\* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de compañía.

**Figura B.2:** LAT07, tabla 1**Tabla 15. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas**

Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV)	$D_{ai}$ (m)	$D_{pp}$ (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

**Figura B.3:** LAT07, tabla 15**Tabla 16. Coeficiente K en función del ángulo de oscilación**

Angulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

**Figura B.4:** LAT07, tabla 16



Tabla A2.1 Conductores de Aluminio-Acero. Norma: UNE-21018.

Denominación	Sección (1) (mm <sup>2</sup> )	Equivalente en cobre (mm <sup>2</sup> )	Composición				Diámetro (mm)		Carga de rotura (N)	Resistencia eléctrica a 20°C (ohm/km)	Masa (kg/km)		
			Aluminio		Acero		Alma	Total			Al	Ac	Total
			N	φ (mm)	N	φ (mm)							
LA-30	31,1	16,6	6	2,38	1	2,38	2,38	7,14	9.870	1,0749	73,2	34,7	107,9
LA-56	54,6	29	6	3,15	1	3,15	3,15	9,45	16.340	0,6136	128,3	60,8	189,1
LA-78	78,6	42	6	3,78	1	3,78	3,78	11,34	23.150	0,4261	184,8	87,5	272,3
LA-110	116,2	58	30	2,00	7	2,00	6,00	14,00	43.150	0,3066	260	172	432
LA-145	147,1	74	30	2,25	7	2,25	6,75	15,75	54.150	0,2422	330	218	548
LA-180	181,6	92	30	2,50	7	2,50	7,50	17,50	63.750	0,1962	407	269	676
LA-280	281,1	150	26	2,68	7	2,68	8,04	21,80	84.500	0,1194	667	309	976
LA-380	381,0	210	54	2,82	7	2,82	8,46	25,38	106.600	0,0857	932	343	1.275
LA-455	454,5	250	54	3,08	7	3,08	9,24	27,72	124.200	0,0718	1.112	409	1.521
LA-545	547,3	300	54	3,38	7	3,38	10,14	30,42	148.600	0,0596	1.339	492	1.831
LA-635	636,6	350	54	3,65	19	3,65	10,95	32,85	175.300	0,0511	1.562	563	2.125

(1) Sección total, constituida desde:

mm <sup>2</sup>	LA30	LA56	LA78	LA110	LA145	LA180	LA280	LA380	LA455	LA545	LA635
Al	26,7	46,8	67,4	94,2	119,3	147,3	241,7	337,3	402,3	484,5	565,0
Ac	4,4	7,8	11,2	22,0	27,6	34,3	39,9	43,7	52,2	62,8	71,6

Figura B.5: Características de los conductores (I)

Tabla A4.2 (I) Características de los conductores LA más utilizados.

Magnitud	LA30	LA56	LA78	LA110	LA145
Características de los conductores					
R(Ω/km)	1,0749	0,6136	0,4261	0,3066	0,2422
S(mm <sup>2</sup> )	31,1	54,6	78,6	116,2	147,1
δ <sub>c</sub> (A/mm <sup>2</sup> )	4,3760	3,6114	3,1760	2,6950	2,5020
σ <sub>r</sub> (N)	9870	16340	23150	43150	54150
E (kg/mm <sup>2</sup> )	8100			8200	
δ (°C <sup>-1</sup> )	19,1·10 <sup>-6</sup>			17,8·10 <sup>-6</sup>	

Figura B.6: Características de los conductores (II)

Clase IEC ⇒ Características ↓	U40BS	U40BL
Paso (P),mm	100	
Diámetro (D),mm	175	
Línea de fuga,mm	185	
Carga rotura,kN	40	
Esfuerzo permanente,kN	16	
Unión Normalizada IEC-120	11	
Tensión de perforación en aceite, kV	110	
Tensión soportada a frecuencia industrial en seco / bajo lluvia, kV	50 / 32	
Tensión soportada al impulso de choque en seco, kV	70	
Peso neto aproximado, kg	1,65	
Nº aisladores por Jaula standard		

Figura B.7: Características del plato U40

## ANILLA BOLA

Número catálogo Catalog number	Fig.	Dimensiones en mm. Dimensions in mm.							Denom. UNESA	Acoplamiento de rótula normalizado Standard insulator coupling	Carga de rotura Ultimate strength	Peso aproxim. Approx. weight
		A	B	C	E	H	R <sup>1</sup>	R <sup>2</sup>		V	kg.	kg.
N-242051	1	75	42	—	12	12	13	9	AB 11	C.E.I. 11 mm.	5.500	0,20
N-242020	2	93	50	26	16,5	16,5	—	—	AB 16	C.E.I. 16 mm.	13.500	0,38

Figura B.8: Características de la anilla bola

## GRAPAS DE SUSPENSION TIPO "GS"

Tipo de grapa Clamp type	Número Number	Ø Conductor Ø Conductor		Dimensiones en mm. Dimensions in mm.							Estribos U-bolts		Peso aproxim. Aproxim. weight	Carga de rotura Ultimate strength
		Mín.	Máx.	A	B	C	Ø D	Ø d	F Min.	Par de apriete kg. m.	Ø Rosca	kg.	kg	
GS-1	S11612 *	5	12	149	41	18	16	13	25	2,5	M-10	0,400	1.800	
GS-2	S11618 *	9	18	190	46	18	16	13	25	4	M-12	0,825	4.000	
GS-3	S11626 *	16	26	214	52	27	16	15	25	5	M-12	1.130	6.700	

Figura B.9: Características de la grapa de suspensión GS

## GRILLETE RECTO

Denom. UNESA	Número Number	Dimensiones en mm. Dimensions in mm.							Peso aproxim. Aproxim. weight	Carga de rotura Ultimate strength
		A	B	C	D	E	F	R	kg.	kg.
GN	* N-241020	65	36	19	16	15	15	13	0.350	9.000
	* N-241020/22	65	36	22	16	15	15	13	0.350	9.000
	* N-241030	70	40	19	16	18	20	13	0.475	14.000
	* N-241030/22	70	40	22	16	18	20	13	0.475	14.000
	N-241031	80	45	22	18	20	22	15	0.705	18.000
	N-241031/28	80	45	28	M-18	20	22	15	0.700	18.000
	U15434	90	48	28	M-22	24	24	17	1.220	24.000
	N-241037	105	59	28	M-24	25	27	17	1.700	33.000
	241040	100	55	28	M-27	26	—	—	2.720	36.000

Figura B.10: Características del grillete recto

## ROTULA CORTA

Denom. Code UNESA	Número Number	Dimensiones en mm. Dimensions in mm.				Vástago Rod	Norma Standard	Peso aproxim. Aproxim. weight	Carga de rotura Ultimate strength
		A	Ø O	E	F			kg.	kg.
R-II	N-243152	48	17,5	16,3	16,5	11	C.E.I.	0,240	5.500
—	N-243152/12	48	17,5	12,3	16,5	11	C.E.I.	0,220	5.500
R-16	N-243061	58	17,5	16,5	19,3	16	C.E.I.	0,360	9.000
—	N-243061/12	58	17,5	12,5	19,3	16	C.E.I.	0,335	9.000
—	N-243062/16	64	17,5	16,5	22,5	16	C.E.I.	0,585	13.500
—	N-243062/20	64	17,5	20,5	22,5	16	C.E.I.	0,620	13.500
R-16-A	N-243062/24	64	17,5	24,5	22,5	16	C.E.I.	0,650	13.500

Figura B.11: Características de la rótula corta

## Anexo C

# Códigos de programación

### C.1. Código Python para simulación en PSS/E

Tal y como se ha comentado, se creó el siguiente código en lenguaje Python con Matlab para PSS/E [8]. En él se modificaban los parámetros *MÁX. HORAS* y el nombre de los archivos de texto en los que el PSS/E guardaría los resultados según la simulación, por otro lado era necesario tener el fichero Excel con la tabla de potencias preparada para que Matlab creara la matriz *Hoja1*. Finalmente creaba un archivo *.txt* que cuya extensión se cambiaba a *.py* para poder ser ejecutado en PSS/E.

```
diary('E:\Proyecto\Matlab_Pruebas\TextLog.txt');
MAX_HORAS = 24;
Hoja1=xlsread('E:\Proyecto\Matlab_Pruebas\ValoresSimulacion.xlsx','Hoja1');

for H = 0:2:2*MAX_HORAS-1
    disp('psspy.lines_per_page_one_device(1,1000000)')
    disp('psspy.report_output(2,r""E:\Proyecto\Matlab_Pruebas\InviernoMax.txt""",[2,0])')

%Introduce P y Q del molino
    for N = 1:1
        disp(['psspy.machine_data_2(9,r""1""',[_i,_i,_i,_i,_i,_i],
            [' ,num2str(Hoja1(N,1+H)),', ' ,num2str(Hoja1(N,2+H)),',
            _f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f])'])
    end

%Introduce P y Q del consumo residencial
    for N = 2:6
        disp(['psspy.load_data_3(8,r""',num2str(N-1),'""',[_i,_i,_i,_i,_i],
            [ ' ,num2str(Hoja1(N,1+H)),', ' ,num2str(Hoja1(N,2+H)),',_f,_f,_f,_f])'])
    end

%Introduce P y Q del consumo industrial
    for N = 7:12
        disp(['psspy.load_data_3(5,r""',num2str(N-6),'""',[_i,_i,_i,_i,_i],
            [ ' ,num2str(Hoja1(N,1+H)),', ' ,num2str(Hoja1(N,2+H)),',_f,_f,_f,_f])'])
    end

    disp(['psspy.fns1([0,0,0,1,1,1,99,0])'])
    disp('psspy.lout(0,1)')
end

diary('off');
```

## C.2. Tratamiento de datos en Excel

Después de ejecutar el código Python en el programa PSS/E, se obtenía un fichero *.txt* con el resultado de los flujos de carga de las horas simuladas. Este fichero se pasaba a una hoja de cálculo de Excel ayudándose del asistente para importar texto. Para que el análisis se hiciera más rápido se crearon dos macros en Excel; la primera copiaba los valores de las potencias activa y reactiva generada por las centrales convencionales, y la segunda el valor de la tensión en los buses en unidades normales y en pu, y el ángulo de fase  $\delta$ . Las macros de Excel utilizan lenguaje VBA, es decir, *Visual Basic for Applications*.

### C.2.1. Código Excel VBA para copiar potencias

```
Sub CopiarDatosPotencias()

'Copiar P
    Sheets("Entretiempo").Select
    Range( _
        "CELDA5 A COPIAR" _
    ).Select
    Selection.Copy
'Pegar P
    Sheets("Potencias").Select
    Range("B4").Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
        :=False, Transpose:=False

'Copiar Q
    Sheets("Entretiempo").Select
    Range( _
        "CELDA5 A COPIAR" _
    ).Select
    Selection.Copy
'Pegar Q
    Sheets("Potencias").Select
    Range("C4").Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
        :=False, Transpose:=False

'Reemplaza "R" por vacío (Q aparece con una R que se quita para que Excel
    identifique el número)
    Cells.Replace What:="R", Replacement:="", LookAt:=xlPart, SearchOrder:= _
        xlByRows, MatchCase:=False, SearchFormat:=False, ReplaceFormat:=False

'Reemplaza "." por "," (PSS/E utiliza "." para los decimales y hay que reemplazarlo)
    Cells.Replace What:=".", Replacement:=",", LookAt:=xlPart, SearchOrder:= _
        xlByRows, MatchCase:=False, SearchFormat:=False, ReplaceFormat:=False

Range("A1").Select

End Sub
```

### C.2.2. Código Excel VBA para copiar tensiones

```

Sub CopiarDatosTensiones1()

'CopiarUpu (fue necesario unir rangos debido a la gran cantidad de datos)
  Sheets("Entretiempo").Select
  Union(Range( _
    "RANGO 1 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 2 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 3 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 4 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range("RANGO 5 DE CELDAS A COPIAR")) _
  .Select
  Selection.Copy
'PegarUpu
  Sheets("Tensiones").Select
  Range("D3").Select
  Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
    :=False, Transpose:=False

'CopiarU
  Sheets("Entretiempo").Select
  Union(Range( _
    "RANGO 1 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 2 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 3 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 4 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range("RANGO 5 DE CELDAS A COPIAR")) _
  .Select
  Selection.Copy
'PegarU
  Sheets("Tensiones").Select
  Range("E3").Select
  Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
    :=False, Transpose:=False

'CopiarDelta
  Sheets("Entretiempo").Select
  Union(Range( _
    "RANGO 1 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 2 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 3 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 4 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range("RANGO 5 DE CELDAS A COPIAR")) _
  .Select
  Selection.Copy
'PegarDelta
  Sheets("Tensiones").Select

```

```

Range("F3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False

'Reemplaza "." por "," (PSS/E utiliza "." para los decimales y hay que reemplazarlo)
Cells.Replace What:=".", Replacement:=",", LookAt:=xlPart, SearchOrder:= _
xlByRows, MatchCase:=False, SearchFormat:=False, ReplaceFormat:=False

Range("A1").Select

End Sub

```

Las cadenas de caracteres a copiar se generaban utilizando principalmente la fórmula *CONCATENAR* de Excel e indicando la letra de la columna, la fila de comienzo, el n° de filas hasta el siguiente valor y cuántos valores había que copiar.

### C.2.3. Código Excel VBA para copiar tensiones

Sigue el mismo modelo que la copia de los datos de tensiones.

```

Sub CopiarDatosSobrecargas()

'Copiar%
  Sheets("Entretiempo").Select
  Union(Range( _
    "RANGO 1 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 2 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 3 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range( _
    "RANGO 4 DE CELDAS A COPIAR" _
  ), Range("RANGO 5 DE CELDAS A COPIAR")) _
  .Select
  Selection.Copy
'Pegar%
  Sheets("Sobrecargas").Select
  Range("E3").Select
  Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False

End Sub

```